ANNEX

1. Members of the Team
2. Schedule of the Second Field Survey
3. Presentation Documents
   (Findings of the Second Field Survey)
4. Environmental Check list
5. Activities and Technology Transfer Method of Soft Component

ANNEX 1

Member of the Team

Members of the Team

Name	Assignment	Organization
Mitsuhisa NISHIKAWA	Chief Consultant / Distribution System Design	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Kyoji FUJII	Deputy Chief Consultant/ Operation of Diesel Engine Generator	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Hidekazu SATO	Micro-Grid System 1(Grid Control) / Battery Equipment Plan	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
*1)Masahiko TAKEMURA	Micro-Grid System 2 (Grid Stability Analysis)	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Shozo KURASHIMA	Renewable Energy 1	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Shinya KONDO	Renewable Energy 2	West Japan Engineering Consultants, Inc.
Kazunari NOGAMI	Procurement Plan/ Cost Estimation 1	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Kenji OHARA	Natural Condition Survey/ Cost Estimation 2	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Shigeki TAKASHIMA	Social and Environmental Considerations	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Yusuke Katsuta	Economic and Financial Analysis	Yachiyo Engineering Co., Ltd.
Masao YAMAKAWA	Coordinator/ Assistance for Micro-Grid Design	Yachiyo Engineering Co., Ltd.

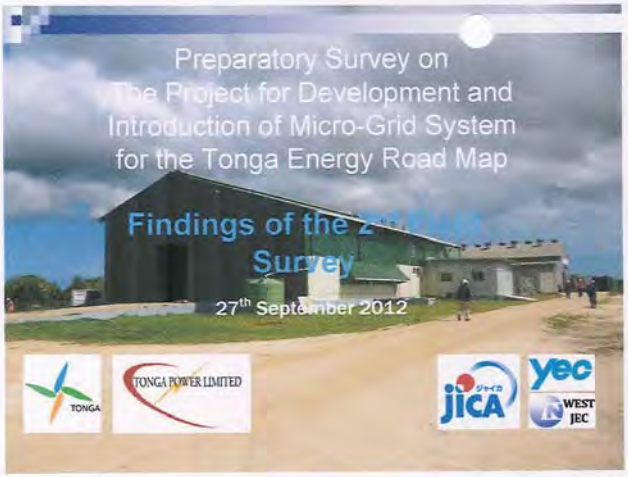
Remarks: *1) He will attend Analysis in Japan.

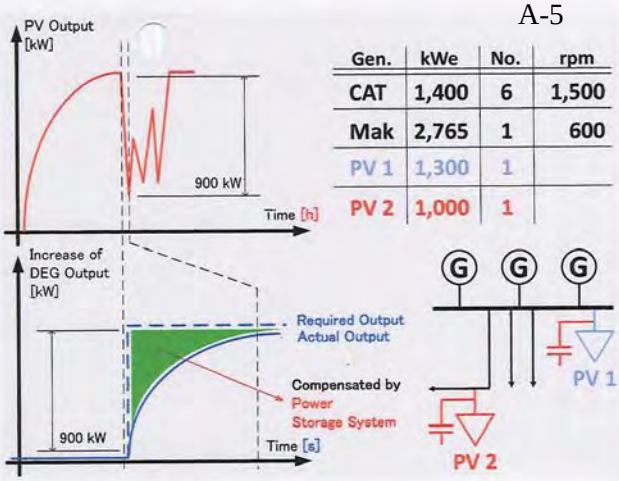
ANNEX 2

Schedule of the Second Field Survey

Schedule of the Second Field Survey

No.	Date	Consultant members Nishikawa, Fujii, Satoh, Kurashima, Kondo, Nogami, Takashima, Ohara, Katsuta, Yamakawa	Stay at
1.	18 Sep.(Tue)	① Trip from Tokyo (19:00) to Auckland (09:00+1) by NZ-090	On flight
2.	19 Sep.(Wed)	① Trip from Auckland (15:30) to Nuku'alofa (19:00) by NZ-974 ② Concluding the Contract with Soil investigation company and coordinating the actual schedule(during transit time at the airport)	Nuku'alofa
3.	20 Sep.(Thu)	① Courtesy call and explanation of planned survey schedule, Contents of survey, etc. 1) JICA Tonga Office at 9:00 a.m. (Mr. Tsujimoto, Mr. Ishigaki) 2) TERM (Tonga Energy Road Map) at 11:00 a.m. (Mr. Inoke) 3) TPL (Tonga Power Limited) at 14:00 p.m.(Mr. John van Brink) ② Survey of Popua Power Station (P/S) (Specifications of Equipment/machineries, Operation records, etc.) ③ Concluding the Contract with Topographic survey company and coordinating the actual schedule, site location, etc.	Nuku'alofa
4.	21 Sep.(Fri)	① Technical discussions with TPL 1) Explanation of the analysis results for battery capacities, wind turbine potentials, etc. 2) Explanation of the Environmental comparisons such as Zero option, etc. 3) Discussions for Organization of O & M section and financial planning/records, etc. ② Survey of Popua P/S (Specifications of Equipment/machineries, Operation records, etc.) ③ Confirmation of Vaini PV site (Clearing situation of the site, Topographic survey points, etc.)	Nuku'alofa
5.	22 Sep.(Sat)	① Technical discussions with TPL 1) Explanation of the analysis results for battery, grid control system, etc. 2) Explanation of the Environmental comparisons such as Zero option, etc. 3) Discussions for Organization of O & M section and financial planning/records, etc. ② Survey of Popua P/S (Specifications of Equipment/machineries, Operation records, etc.) ③ Collection of amount of isolation data ④ Confirmation of Topographic survey points at Popua PS. ⑤ Collection of Local construction cost	Nuku'alofa
6.	23.Sep.(Sun)	① Internal meeting ② Arranging the data and information collecting ③ Local market survey	Nuku'alofa
7.	24 Sep.(Mon)	① Technical discussions with TPL 1) Explanation of the analysis results for grid control system, battery capacities, etc. 2) Explanation of the Environment and social consideration (scoping plan, etc.) 3) Discussions for Organization of O & M section and financial planning/records, etc. ② Survey of Popua P/S (Specifications of Equipment/machineries, Operation records, etc.) ③ Collection of amount of isolation data ④ Confirmation of Topographic survey and soil investigation works at Vaini PV site.. ⑤ Collection of Local construction cost	Nuku'alofa
8.	25 Sep. (Tue)	① Report to TERM about Progress of 2nd field survey, and discussion for Organization and budget of Term. ② Technical discussions with TPL 1) Micro grid controller, capacity of Batteries etc. 2) Explanation of the Environment and social consideration (scoping plan, etc.) 3) Discussions for Organization of O & M section and financial planning/records, etc. ③ Report to JICA about Progress of 2nd field survey. ④ Distribution lines survey ⑤ Survey of Local contractor situations	Nuku'alofa
9.	26 Sep. (Wed)	① Preparation of report to TPL ② Continuing discussions with TPL and MLECCNR for Environment and social consideration ③ Continuing the progress of Topographic survey and Soil investigation. ④ Meetings in the Team ⑤ Courtesy call to JICA (Katsuta, Yamakawa) ⑥ Preparation of Quantity survey	Nuku'alofa
10.	27.Sep. (Thu)	① Report to TPL ② Confirmation of the scheme of the Japanese Grant to the Ministry of Finance and Planning. ③ Continuing discussions with TPL and MLECCNR for Environment and social consideration ④ Continuing confirmation of Topographic survey and Soil investigation. ⑤ Preparation of Quantity survey	Nuku'alofa
11.	28 Sep (Fri)	① Report to TERM ② Continuing confirmation of Topographic survey and Soil investigation. ③ Check of the progress at Vaini Site ④ Continuing discussions with TPL ⑤ Preparation of Quantity survey	Nuku'alofa
12.	29 Sep (Sat)	① Continuing survey of Popua P/S ② Preparation of Field Report ③ Preparation of Quantity survey	Nuku'alofa
13.	30.Sep.(Sun)	① Internal meeting ② Arranging the data and information collecting ③ Preparation of Field Report	Nuku'alofa
14.	01 Oct.(Mon)	① Supplementary survey for each assignment ② Preparation of Field Report	Nuku'alofa
15.	02 Oct. (Tue)	① Supplementary survey for each assignment ② Preparation of Field Report	Nuku'alofa
16.	03 Oct. (Wed)	① Supplementary survey for each assignment ② Preparation of Field Report	Nuku'alofa
17.	04 Oct. (Thu)	① Explanation of Field Report to TPL and TERM ② Correction of Field Report (If any) ③ Supplementary survey	Nuku'alofa
18.	05 Oct. (Fri)	① Obtaining the Confirmation of Field Report from TERM & TPL ② Report to JICA Tonga Office ③ Report to the Embassy of Japan to Tonga	Nuku'alofa
19.	06 ct. (Sat)	① Trip from Nuku'alofa (10:20) to Auckland (12:20) by NZ-273	Auckland
20	07 Oct. (Sun)	① Trip from Auckland (09:25) to Tokyo(16:50) by NZ-099	Japan



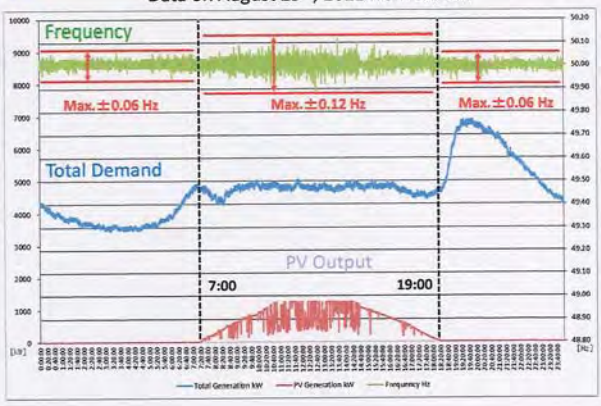


Gen.	kWe	No.	rpm
CAT	1,400	6	1,500
Mak	2,765	1	600
PV 1	1,300	1	
PV 2	1,000	1	

Agenda

1. Introduction of PV (Nogami)
2. Conceptual model for suppression of output instability (Kondo)
3. Type of Power Storage System (Sato)
4. Proposed Micro-grid System in Tonga (Nogami)
5. Introduction example on Micro-grid System in Japan (Kondo)
6. Reduction of CO2 Emission by the Project (Takashima)
7. Potential Evaluation for Wind Power (Kondo, for your information and guidance)
8. Conclusion (Nishikawa)

Data on August 29th, 2012 from SCADA



ANNEX 3

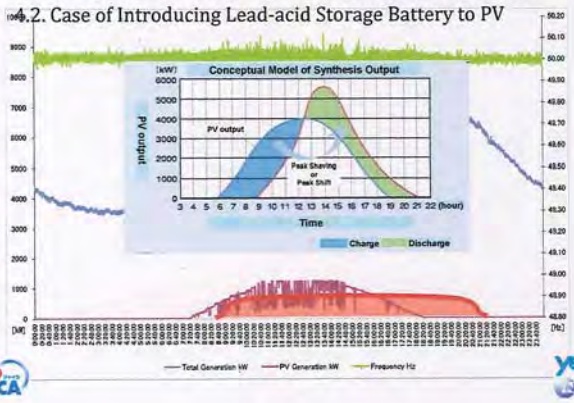
Presentation Documents

to Tonga Power Limited on 27th September, 2012 and
to Tonga Energy Road Map Committee on 28th September, 2012

(Findings of the Second Field Survey)

4. Proposed Micro-grid System in Tonga

4.2. Case of Introducing Lead-acid Storage Battery to PV



4. Proposed Micro-grid System in Tonga

【In case of minimum demand during PV operation】

Conditions;
Demand: 4,500kW
PV Output: 2,300kW

Number of DEG in operation: 1,400 x 4units = 5,600kW
> 4,500kW

DEG road ratio:
DEG Output/Total DEG capacity
= (Demand – PV output)/ Total DEG capacity
= (4,500 – 2,300)/(1,400 x 4) = **40%**

Thus, minimum load ratio of DGE should be changed 65% to 40%.
If minimum demand is under 4,500kW, PV output should be reduced by stopping one of 500kW PV system or charging battery.

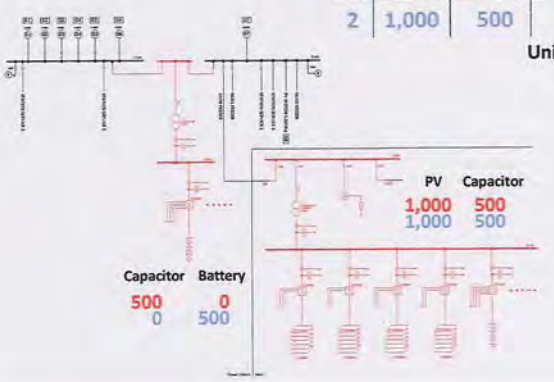
4. Proposed Micro-grid System in Tonga

	Components of the Project	Replace Cost	Reduction of Fuel Cost	Surplus	Rating
1	• PV system : 1,000kWp • Capacitor bank : 500kW × 2 sites (Capacity : [redacted] × 2 sites)	190,000 USD/year Replacement Interval Capacitor bank : 15 year	280,000 USD/year Fuel Cost : 1.07 USD/L Efficiency : 3.8 kWh/L Efficiency derating : 75%	90,000 USD/year	
2	• PV system : 1,000kWp • Capacitor bank : 500kW × 1 site (Capacity : [redacted] × 1 site) • Battery bank : 500 kW × 1 site (Capacity : 1,730kWh × 1 site)	260,000 USD /year Replacement Interval Capacitor bank : 15 year Battery bank : 10 year	310,000 USD /year Fuel Cost : 1.07 USD/L Efficiency : 3.8 kWh/L Efficiency derating : 85%	50,000 USD /year	

*There was a mistake in the capacity of the capacitor at the presentation.
The capacity shall be 10kWh.

Plan	PV	Capacitor	Battery
1	1,000	1,000	0
2	1,000	500	500

Unit : kW

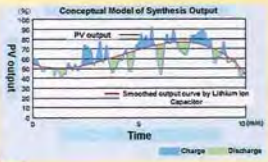


2. Conceptual model for suppression of output instability

Suppression of short-period output instability

Advantage:
Suppression of frequency instability

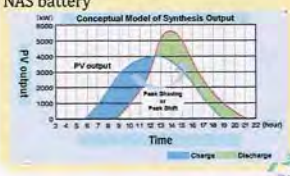
Power storage Device:
Lithium Ion Capacitor or
Electrical Double Layer Capacitor



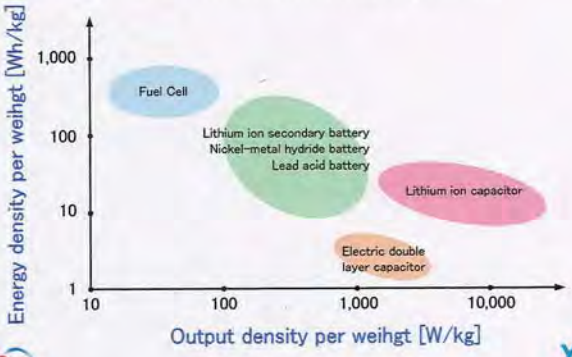
Suppression of long-period output instability and peak-shaving

Advantage:
Peak-shaving (shifting) and improving low load operation of DEG

Power storage battery:
Lead-acid battery or
Lithium ion battery or
NAS battery



3. Type of Power Storage System

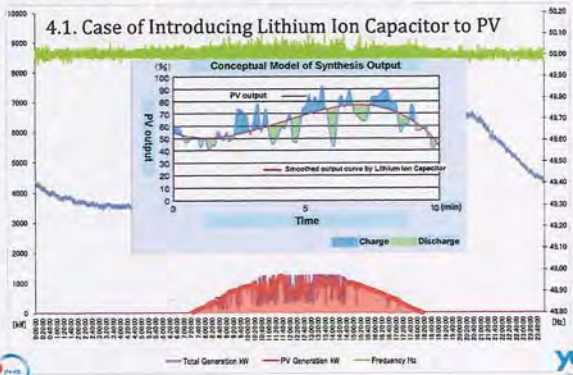


3. Type of Power Storage System

Item	Storage Device		Storage Battery	
	Electric Double-Layer Capacitor	Li-Ion Capacitor	Lead-Acid Battery	Lithium-Ion Battery
Principal	Physical phenomenon	Physical phenomenon	Chemical reaction	Chemical reaction
Voltage (V per cell)	2.5	3.8	2	4.2
Energy Density (Wh/liter)	△ (2~6 Wh/L)	○ (10 Wh/L)	◎ (60~75 Wh/L)	◎ (250~360 Wh/L)
High-Rate Discharge	◎	◎	×	△
Duration of Discharge	Very short (up to few second)	Up to 1 minitue	Up to 10 hours	Up to 5 hours
High Temperature Confidence	○	◎	○	△
Temperature Rage	-20 ~ +60 ℃	-20 ~ +80 ℃	-30 ~ +50 ℃	-20 ~ +60 ℃
Cyclic Life	100,000 cycles	100,000 cycles	Approx. 8 to 10 years at 50% D.O.D.	3,000 to 5,000 cycles
Environmental	No heavy metal	No heavy metal	Use of heavy metal	Use of heavy metal
Recycling	Not specified	Not specified	Required	Required
Application	Short Term Power Interruption Compensator (UPS)	Stabilization for Renewable Energy	Peak shift for renewable energy	Electric automobile

4. Proposed Micro-grid System in Tonga

4.1. Case of Introducing Lithium Ion Capacitor to PV



[Conditions] Fluctuation of PV output : 50 %/10sec
Introduction of power storage system : 500 kW × 2 sites

"500 kW × 2 sites" is enough to keep the current level of quality.

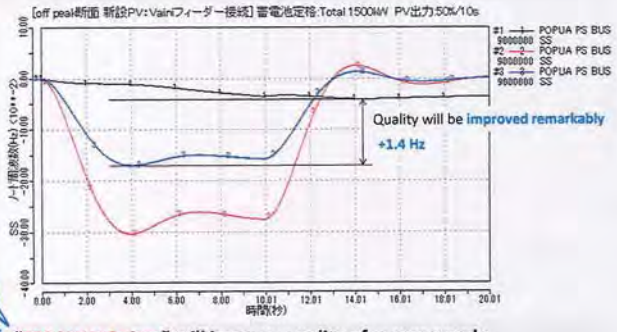
5. Introduction example on Micro-grid System for Isolated Islands in Japan

Introduction example (Verification Phase)		MIYAKO Island	TATARA Island	YONAKUNI Island	KITADAITO Island
Maximum Demand (approx.)		50,000kW	1,160kW	2,160kW	860kW
Existing Diesel Engine Generators		74,000kW	1,590kW	2,910kW	1,540kW
Existing Renewable-Energy	PV	490kW			40kW
	WP	4,200kW		1,200kW	
	HP	650kW			
New Introduced Renewable-energy	PV	4,000kW	250kW	150kW	100kW
New Introduced Storage Battery	NAS	4,000kW			
	LIB	100kW			
	LIC		250kW	150kW	100kW
Max Demand/PV ratio		8%	22%	7%	12%

Legend; PV: Photovoltaic Power, WP: Wind Power, HP: Hydraulic Power
NAS: Natrium-sulfer Battery, LiB: Lithium Ion Battery, LIC: Lithium Ion Capacitor

Project name:
Demonstration project of micro-grid system on isolated islands in Okinawa region
Implementing Agency:
Okinawa Electrical Power Corporation

[Conditions] Fluctuation of PV output : 50 %/10sec
Introduction of power storage system : 750 kW × 2 sites



"750 kW × 2 sites" will improve quality of power supply.
Replacement cost for capacitor or battery will increase too much.

5. Introduction example on Micro-grid System for Isolated Islands in Japan

Introduction example (Verification Phase)		KURO Island	TAKE Island	NAKANO Island	SUWANOSE Island	KODAKARA Island	TAKARA Island
Maximum Demand (approx.)		193kW	83kW	193kW	78kW	71kW	125kW
Existing Diesel Engine Generators		240kW	190kW	253kW	160kW	110kW	200kW
New Introduced Renewable-energy	PV	60kW	7.5kW	15kW	10kW	7.5kW	10kW
	WP	10kW					
New Introduced Storage Battery	LEAD	256kW		80kW	80kW	80kW	80kW
	LIB	66kW	33kW				
Max Demand/PV ratio		21%	9%	8%	13%	11%	8%

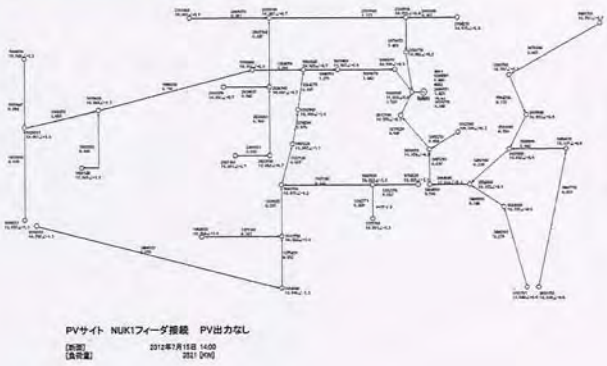
Legend; PV: Photovoltaic Power, WP: Wind Power
LEAD: Lead-acid Battery, LIB: Lithium Ion Battery

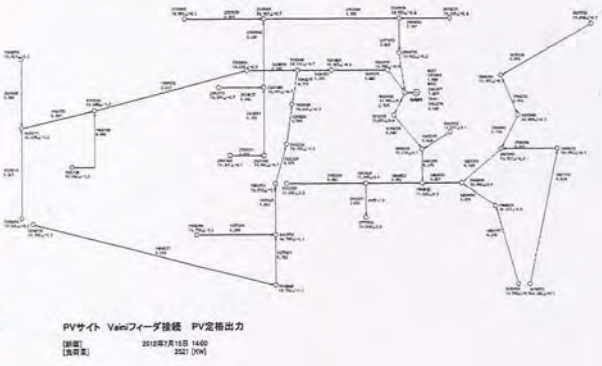
Project name:
Demonstration project of micro-grid system on isolated islands in Kyushu region
Implementing Agency:
Kyushu Electrical Power Corporation

Power flow analysis for consideration of capacity of power storage system

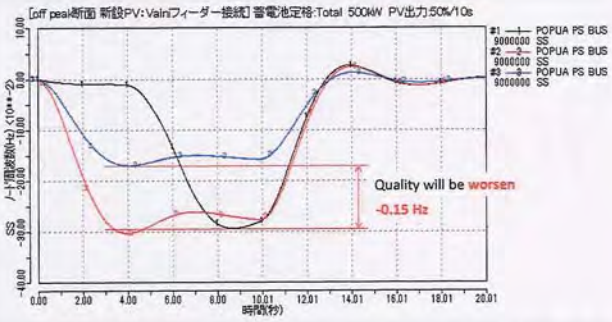
[Conditions] Demand : 3,500 kW
Number of diesel engine generator in operation : 1,400kW × 3 units
Fluctuation of PV output : 50 %/10sec
Introduction of power storage system : 250 kW × 2 sites
500 kW × 2 sites
750 kW × 2 sites

Control Block for AVR Control Block for Governor





[Conditions] Fluctuation of PV output : 50 %/10sec
Introduction of power storage system : 250 kW × 2 sites



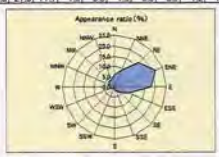
"250 kW × 2 sites" is not enough to keep the current level of quality.

7. Potential Evaluation for Wind Power (for your information and guidance)

6.2 Appearance ratio at different direction (GH: 50m)

(unit: %)

	Calm	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	Data amount
Jan-11	0.0	9.9	14.7	21.6	18.7	5.8	0.7	0.9	0.5	0.1	0.0	0.3	0.3	0.5	2.8	9.7	13.4	744
Feb-11	0.0	6.0	11.2	12.6	22.0	9.2	4.0	1.8	0.1	0.6	1.5	4.2	5.7	5.4	5.7	7.4	2.7	672
Mar-11	0.0	13.4	9.8	14.5	18.5	11.2	5.0	1.9	1.1	0.9	0.3	0.0	0.3	3.9	7.1	4.0	8.1	744
Apr-11	0.0	11.8	10.0	11.8	10.8	18.4	5.0	2.4	1.7	1.0	1.7	1.3	2.4	6.4	6.7	7.2	3.6	720
May-11	0.0	7.1	13.2	24.5	14.4	21.2	4.3	1.5	1.5	0.4	0.8	1.2	3.2	1.7	1.7	0.8	2.4	744
Jun-11	0.0	4.7	9.0	21.8	21.4	15.7	11.9	5.6	3.3	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	3.8	720
Jul-11	0.0	4.0	9.0	5.1	14.8	15.7	10.5	5.2	4.0	2.6	4.0	5.0	5.2	5.8	3.5	2.8	2.8	744
Aug-10	0.0	5.2	8.7	21.6	21.4	18.1	12.0	2.8	1.6	0.7	0.8	0.7	1.6	1.1	1.2	1.1	1.3	744
Sep-10	0.0	0.8	7.1	17.9	35.7	19.4	10.0	4.0	2.8	1.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	720
Oct-10	0.0	2.2	3.5	9.5	20.0	30.1	14.2	8.3	1.3	0.5	0.7	0.8	1.8	1.7	1.5	1.5	1.5	744
Nov-10	0.0	2.5	2.8	7.4	12.5	35.8	12.5	10.0	0.7	0.3	0.4	0.3	1.3	0.8	2.5	5.7	4.6	720
Dec-10	0.0	1.2	2.2	26.7	45.7	12.9	1.1	0.7	0.1	0.8	0.4	0.7	0.7	1.3	1.5	3.2	0.8	744
For the year	0.0	5.8	8.4	16.3	21.3	17.7	7.6	3.8	1.6	0.8	0.9	1.2	1.8	2.4	2.8	3.8	3.8	8760



8. Conclusion

Preconditions

MAC Generator : Out of service during PV operation

CAT Generator: Minimum Low-load ratio _40%

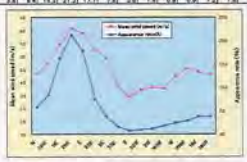
	Components of the Project	Replace Cost	Reduction of Fuel Cost	Surplus	Rating
1	• PV system : 1,000kWp • Capacitor bank : 500kW × 2 sites (Capacity : 35kWh × 2 sites)	**190,000** USD/year Replacement Interval Capacitor bank : 15 year	**280,000** USD/year Fuel Cost :1.07 USD/L Efficiency : 3.8 kWh/L Efficiency derating : 75%	**90,000** USD/year	A
2	• PV system : 1,000kWp • Capacitor bank : 500kW × 1 site (Capacity : 35kWh × 1 site) • Battery bank : 500 kW × 1 site (Capacity : 1,730kWh × 1 site)	**260,000** USD /year Replacement Interval Capacitor bank : 15 year Battery bank : 10 year	**310,000** USD /year Fuel Cost : 1.07 USD/L Efficiency : 3.8 kWh/L Efficiency derating : 85%	**50,000** USD /year	B

7. Potential Evaluation for Wind Power (for your information and guidance)

6.3 Mean Wind Speed and Appearance ratio at different direction

(unit: %)

Wind speed	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
0-CVC 1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
1-SVC 2	0.6	0.7	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.3	0.1
2-SVC 3	0.9	0.4	0.9	0.4	0.6	0.5	0.3	0.5	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.5	0.4
3-SVC 4	1.4	1.8	1.4	0.3	0.3	0.8	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.8	0.4	0.3	0.1
4-SVC 5	1.6	1.9	2.8	1.7	1.7	0.9	0.4	0.4	0.1	0.3	0.2	0.4	0.4	0.4	0.9	0.8
5-SVC 6	0.1	1.7	2.7	3.0	1.7	1.1	0.6	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.8
6-SVC 7	0.4	0.8	2.4	2.2	2.0	1.3	0.5	0.1		0.0	0.1	0.1	0.3	0.4	0.3	0.4
7-SVC 8	0.3	0.8	2.3	2.2	2.3	1.1	0.3	0.0	0.0		0.1	0.0	0.1	0.2	0.3	0.2
8-SVC 9	0.2	0.5	1.8	2.9	1.8	0.8	0.3	0.0			0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1
9-SVC 10	0.3	0.3	1.0	3.8	1.8	0.6	0.2	0.0		0.0			0.0	0.1	0.1	0.1
10-SVC 11	0.1	0.1	0.6	2.2	1.3	0.3	0.1						0.0	0.0		0.0
11-SVC 12	0.0	0.1	0.3	1.8	1.7	0.2	0.0									0.0
12-SVC 13		0.0	0.4	1.3	0.8	0.1	0.0									
13-SVC 14	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.0	0.0									
14-SVC 15			0.2	0.1	0.1	0.0	0.0									
Mean wind speed (m/s)	4.7	5.5	6.8	6.2	7.0	5.3	3.9	3.1	2.4	3.4	3.6	3.5	4.3	3.1	4.8	4.5
Appearance ratio(%)	5.8	8.4	16.3	21.3	17.7	7.6	3.8	1.6	0.8	0.9	1.2	1.8	2.4	2.8	3.8	3.8



8. Conclusion

Requested data:

- CAT Generator: Minimum Low-load ratio _**%
- Minimum demand during peak PV output (Winter Weekday, Winter Sunday, Summer Weekday, Summer Sunday)

6. Reduction of CO2 Emission by the Project

Rated Capacity of the Solar PV System	1.0 MW
Estimated Electricity Output	1,308 MWh/year
Ratio of Electricity Output to TPL's Actual Power Generation 2011/12 *	2.5 %
Reduced Quantity of Diesel Oil	327 kl/year
Reduction of CO_2 Emission	886 t-CO_2/year

* TPL's actual power generation 2011/12: 52,391 MWh/year

7. Potential Evaluation for Wind Power (for your information and guidance)

Attribution	Analysis items	Meaning
Wind conditions characteristics	Mean wind speed	To determine whether the development of wind power
	Appearance ratio of wind direction	To determine prevailing wind direction
	Hourly appearance ratio of wind direction	To determine the fluctuation characteristics of wind direction
	Mean wind speed and appearance ratio for each wind direction	To determine the relationship between wind speed and wind direction
	Wind profile	To determine the wind shear for each wind direction
	Turbulence intensity	To determine the magnitude of the turbulence
	Maximum instantaneous wind speed	To determine the survival wind speed
	Appearance ratio of wind speed	To determine the wind speed distribution
Energy characteristics	Density of wind energy	To determine whether the development of wind power
	Availability	
	Available wind energy, Capacity factor	

7. Potential Evaluation for Wind Power (for your information and guidance)

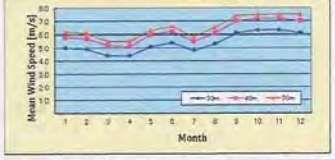
Data Source:

Imprementation Agency	MLECCER
Mesurement Period	from July 2010 to October 2011
Observation point	Lapaha Site
Adoption Period for analysis	from 1st August 2010 to 31st July 2011

7. Potential Evaluation for Wind Power (for your information and guidance)

6.1 Mean Wind Speed at different altitude

Ground Height	2011							2010					Ave.
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
30m	5.0	4.9	4.4	4.4	5.1	5.4	4.8	5.3	6.1	6.3	6.3	6.1	5.3
40m	5.8	5.7	5.2	5.1	6.0	6.2	5.5	6.1	7.0	7.2	7.2	7.0	6.2
50m	6.2	6.1	5.5	5.5	6.3	6.6	5.8	6.5	7.4	7.5	7.5	7.5	6.5



Feasibility Criteria (rough standard)

Mean Wind Speed ≧ 6m/s

ANNEX 4

Environmental Checklist for Micro Grid Controller, Solar PV System and Storage System (1)

Category	Environmental Item	Main Check Items	Yes: Y No: N	Confirmation of Environmental Considerations (Reasons, Mitigation Measures)
1 Permits and Explanation	(1) EIA and Environmental Permits	1) Have EIA reports been already prepared in official process?	N	The EIA reports have not been prepared yet. TPL will complete the EIA reports and obtain environmental permit from the competent authority by the time when the E/N between the GOJ and the GOT is signed.
		2) Have EIA reports been approved by authorities of the host country's government?	N	The EIA report has not been approved yet.
		3) Have EIA reports been unconditionally approved? If conditions are imposed on the approval of EIA reports, are the conditions satisfied?	N	The EIA report has not been approved yet.
		4) In addition to the above approvals, have other required environmental permits been obtained from the appropriate regulatory authorities of the host country's government?	N	No other environmental permits are required.
	(2) Explanation to the Local Stakeholders	1) Have contents of the project and the potential impacts been adequately explained to the local stakeholders based on appropriate procedures, including information disclosure? Is understanding obtained from the local stakeholders?	N	Tongan environmental legislation does not require information disclosure to the public. However, TPL will identify stakeholders and has stakeholder meetings as soon as the Project's contents are decided and the potential impacts are clarified. The understanding of the local stakeholders can be obtained without difficulty because the existence and operation of PV plant does not cause any environmental problems to the surrounding.
		2) Have the comment from the stakeholders (such as local residents) been reflected to the project design?	N	Comments from stakeholders have not been obtained because contents of the project and the potential impacts have not been explained to the stakeholders.
	(3) Examination of Alternatives	1) Have alternative plans of the project been examined with social and environmental considerations?	Y	The alternative plans including zero-option have been examined in the preparatory survey implemented by JICA.
2 Pollution Control	(1) Water Quality	1) Is there any possibility that soil runoff from the bare lands resulting from earthmoving activities, such as cutting and filling will cause water quality degradation in downstream water areas? If the water quality degradation is anticipated, are adequate measures considered?	Y	Although earthmoving activities will be expected at the site, there is hardly any possibility of water quality degradation in downstream. Because magnitude of the earthmoving is very small and countermeasures will be taken against soil erosion in the construction stage.
	(2) Wastes	1) Are wastes, such as storage battery, generated by the plant operations properly treated and disposed of in accordance with the country's regulations?	Y	TPL will entrust the treatment of used batteries to a Tongan recycling firm who is qualified for the exportation of wastes under the Basel Convention.
		2) In the case that the wastes are treated by transboundary movement, do the activities comply with the recipient country' law, and international treaties and conventions such as Basel Convention?	Y	The wastes are treated by transboundary movement, and the activities comply with the recipient country's law, international treaties and conventions.

ANNEX 4

Environmental Check list

ANNEX 4

Environmental Checklist for Micro Grid Controller, Solar PV System and Storage System (3)

Category	Environmental Item	Main Check Items	Yes: Y No: N	Confirmation of Environmental Considerations (Reasons, Mitigation Measures)
4 Social Environment	(1) Resettlement	6) Does the resettlement plan pay particular attention to vulnerable groups or people, including women, children, the elderly, people below the poverty line, ethnic minorities, and indigenous peoples?	N	Not applicable
		7) Are agreements with the affected persons obtained prior to resettlement?	N	Not applicable
		8) Is the organizational framework established to properly implement resettlement? Are the capacity and budget secured to implement the plan?	N	Not applicable
		9) Are any plan developed to monitor the impacts of resettlement?	N	Not applicable
		10) Is the grievance redress mechanism established?	N	Not applicable
	(2) Living and Livelihood	1) Is there a possibility that the project will adversely affect the living conditions of inhabitants? Are adequate measures considered to reduce the impacts, if necessary?	N	The project will not have any adverse impact on living conditions of surrounding inhabitants.
		2) Is there a possibility that the amount of water (e.g., surface water, groundwater) used and discharged to effluents by the project will adversely affect the existing water uses and water area uses?	N	Not applicable
	(3) Heritage	1) Is there a possibility that the project will damage the local archeological, historical, cultural, and religious heritage? Are adequate measures considered to protect these sites in accordance with the country's laws?	N	Not applicable
	(4) Landscape	1) Is there a possibility that the project will adversely affect the local landscape? Are necessary measures taken?	N	Not applicable
	(5) Ethnic Minorities and Indigenous Peoples	1) Are considerations given to reduce impacts on the culture and lifestyle of ethnic minorities and indigenous peoples?	N	Not applicable
		2) Are all of the rights of ethnic minorities and indigenous peoples in relation to land and resources respected?	N	Not applicable
	(6) Working Conditions	1) Is the project proponent not violating any laws and ordinances associated with the working conditions of the country which the project proponent should observe in the project?	N	The project will not violate any laws and ordinances associated with working conditions.

ANNEX 4

Environmental Checklist for Micro Grid Controller, Solar PV System and Storage System (2)

Category	Environmental Item	Main Check Items	Yes: Y No: N	Confirmation of Environmental Considerations (Reasons, Mitigation Measures)
2 Pollution Control	(3) Soil Contamination	1) Has the soil in the project site been contaminated in the past? Are adequate measures taken to prevent soil contamination?	N	Not applicable
3 Natural Environment	(1) Protected Areas	1) Is the project site located in protected areas designated by the country's laws or international treaties and conventions? Is there a possibility that the project will affect the protected areas?	N	Not applicable
	(2) Ecosystem	1) Does the project site encompass primeval forests, tropical rain forests, ecologically valuable habitats (e.g., coral reefs, mangroves, or tidal flats)?	N	Not applicable
		2) Does the project site encompass the protected habitats of endangered species designated by the country's laws or international treaties and conventions?	N	Not applicable
		3) If significant ecological impacts are anticipated, are adequate protection measures taken to reduce the impacts on the ecosystem?	N	Not applicable
	(3) Hydrology	1) Is there a possibility that hydrologic changes due to installation of the structures, such as weirs will adversely affect the water flows, waves and tides?	N	Not applicable
	(4) Topography and Geology	1) Is there a possibility that the project will cause a large-scale alteration of the topographic features and geologic structures in the surrounding areas?	N	Not applicable
4 Social Environment	(1) Resettlement	1) Is involuntary resettlement caused by project implementation? If involuntary resettlement is caused, are efforts made to minimize the impacts caused by the resettlement?	N	The project does not cause any involuntary resettlement.
		2) Is adequate explanation on compensation and resettlement assistance given to affected people prior to resettlement?	N	Not applicable
		3) Is the resettlement plan, including compensation with full replacement costs, restoration of livelihoods and living standards developed based on socioeconomic studies on resettlement?	N	Not applicable
		4) Are the compensation going to be paid prior to the resettlement?	N	Not applicable
		5) Are the compensation policies prepared in document?	N	Not applicable

ANNEX 5

Activities and Technology Transfer Method of Soft Component

ANNEX 4

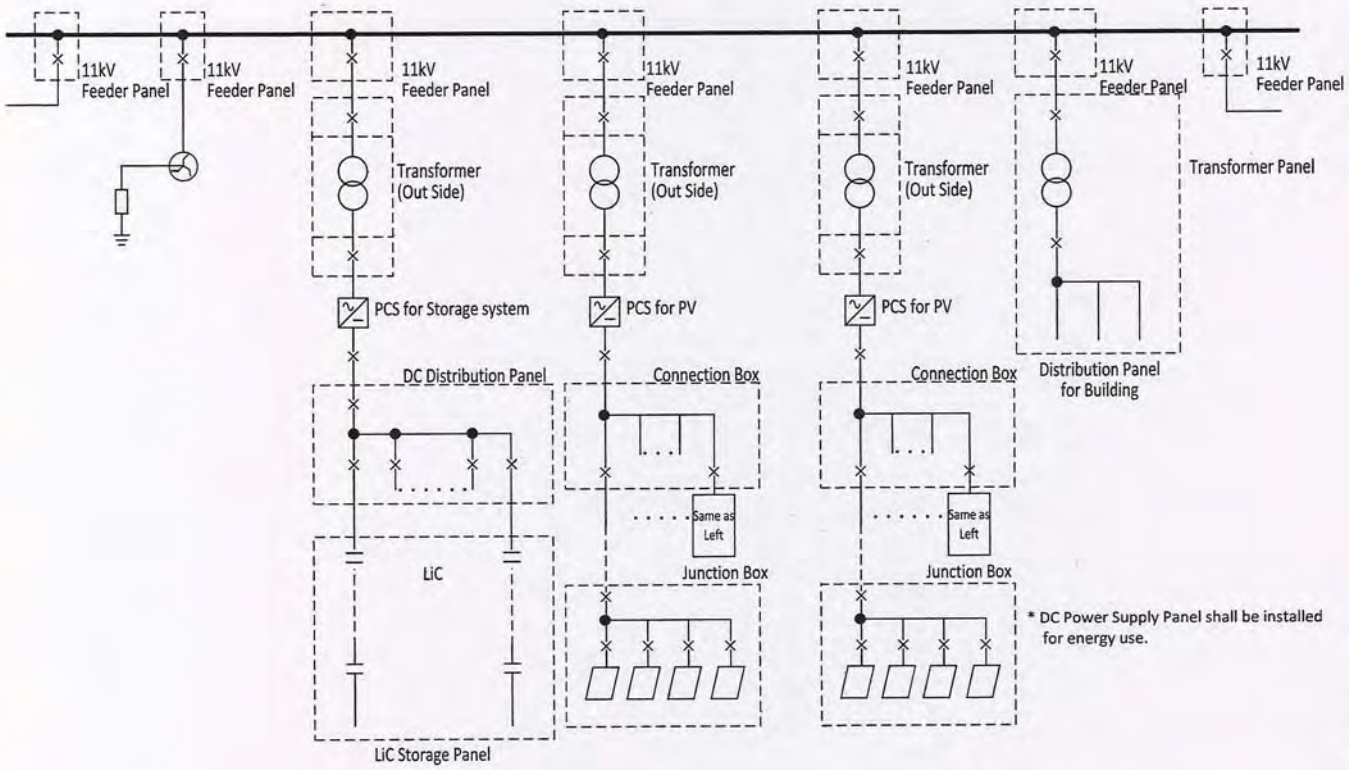
Environmental Checklist for Micro Grid Controller, Solar PV System and Storage System (4)

Category	Environmental Item	Main Check Items	Yes: Y No: N	Confirmation of Environmental Considerations (Reasons, Mitigation Measures)
4 Social Environment	(6) Working Conditions	2) Are tangible safety considerations in place for individuals involved in the project, such as the installation of safety equipment which prevents industrial accidents, and management of hazardous materials?	Y	Tangible safety considerations are in place based on TPL's safety policy and regulations.
		3) Are intangible measures being planned and implemented for individuals involved in the project, such as the establishment of a safety and health program, and safety training (including traffic safety and public sanitation) for workers etc.?	Y	Intangible measures are planned and implemented for individuals involved in the project, based on TPL's safety policy and regulations.
		4) Are appropriate measures taken to ensure that security guards involved in the project not to violate safety of other individuals involved, or local residents?	Y	There are appropriate measures being taken to ensure that security guards involved in the project do not violate safety of other individuals involved, or local residents.
5 Others	(1) Impacts during Construction	1) Are adequate measures considered to reduce impacts during construction (e.g., noise, vibrations, turbid water, dust, exhaust gases, and wastes)?	Y	Adequate measures are considered to reduce impacts during construction.
		2) If construction activities adversely affect the natural environment (ecosystem), are adequate measures considered to reduce impacts?	Y	Adequate measures are considered to reduce impacts.
		3) If construction activities adversely affect the social environment, are adequate measures considered to reduce impacts?	Y	Adequate measures are considered to reduce impacts.
	(2) Monitoring	1) Does the proponent develop and implement monitoring program for the environmental items that are considered to have potential impacts?	Y	TPL will develop and implement monitoring program for necessary environmental items. However, at this stage, there are not any major environmental items requiring to be monitored.
		2) What are the items, methods and frequencies of the monitoring program?	N/A	Not applicable
		3) Does the proponent establish an adequate monitoring framework (organization, personnel, equipment, and adequate budget to sustain the monitoring framework)?	N/A	Not applicable
		4) Are any regulatory requirements pertaining to the monitoring report system identified, such as the format and frequency of reports from the proponent to the regulatory authorities?	N /A	Not applicable

Target		Expected outcome	Activities	Methods	Trainee
2. Operation and maintenance for grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system is continuously implemented.	2-1	Operation and maintenance manual and troubleshooting manual for grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system are completed.	• Preparation of O&M manual and troubleshooting manual	• Class room training and preparation • Virtual operation and troubleshooting based on manuals	TPL Power Generation Dept.
	2-2	Operation manual and troubleshooting manual for existing diesel generators when PV system, power storage device and charge/discharge control system are connected to the grid are completed.	• Preparation of operation manual for existing diesel generators including allowable range of partial output rate, number of units in service, criteria for start-up/shut-down of units in case of load increase/decrease, etc. • Preparation of troubleshooting manual	• Class room training and preparation • Virtual operation and troubleshooting based on manuals	TPL Power Generation Dept.
3. The distribution grid where PV system, power storage device and charge/discharge control system are connected is operated in a stable condition.	3-1	Basics of power system operation (maintaining power demand and supply balance, system frequency control, system voltage control) are under stood by TPL's staffs.	• Lecture on basic theories of power system operation • Items to be analyzed in case further intermittent renewable generation (ex. wind power) is connected to the grid.	• Classroom training	TPL Power Generation Dept. and Distribution Network Dept.
	3-2	Basic theories of power system analysis (power flow analysis and stability analysis) are understood by TPL's staffs.	• Lecture on basic theories of power system analysis.	• Classroom training	TPL Power Generation Dept. and Distribution Network Dept.
	3-3	Troubleshooting methods for distribution system in which PV system, power storage device and charge/discharge control system are connected are established.	• Preparation of O&M and troubleshooting manuals.	• Virtual operation and troubleshooting based on manuals	TPL Power Generation Dept. and Distribution Network Dept.

Activities and Technology Transfer Method of Soft Component

Target		Expected outcome	Activities	Methods	Trainee
1. TPL is able to start the operation and maintenance of the grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system smoothly after the completion of the Project.	1-1	An organization for the operation and maintenance of grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system is established within TPL.	• Establishment of the O&M organization and assignment of persons in charge • Preparation of job descriptions for O&M staffs • Preparation of a draft maintenance contract with a manufacturer	• Class room training and group discussion • Class room training and group discussion • Class room training and group discussion	TPL Power Generation Dept.
	1-2	Outline and characteristics of grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system are understood by TPL's staffs.	• Lecture on the basic theory and knowledge of grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system • Lecture on the economic life and replacement criteria of power storage device • Lecture on the characteristics and protective function of grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system	• Classroom training • Classroom training • Classroom training	TPL Power Generation Dept.
	1-3	Situation of a grid and responses of power storage device, charge/discharge control system and diesel generators are understood by TPL staffs in case PV output fluctuates in the grid in which those devices are connected.	• Lecture on power system stability and response of devices based on power system analysis.	• Classroom training	TPL Power Generation Dept.
	1-4	TPL's staffs acquire necessary technical knowledge and skills necessary for the operation and maintenance of grid-connected PV system, power storage device and charge/discharge control system.	• Technical transfer on operation • Technical transfer on maintenance • Technical transfer on periodical checkup • Instruction on monitoring	• Practical training • Practical training • Practical training • Practical training	TPL Power Generation Dept.

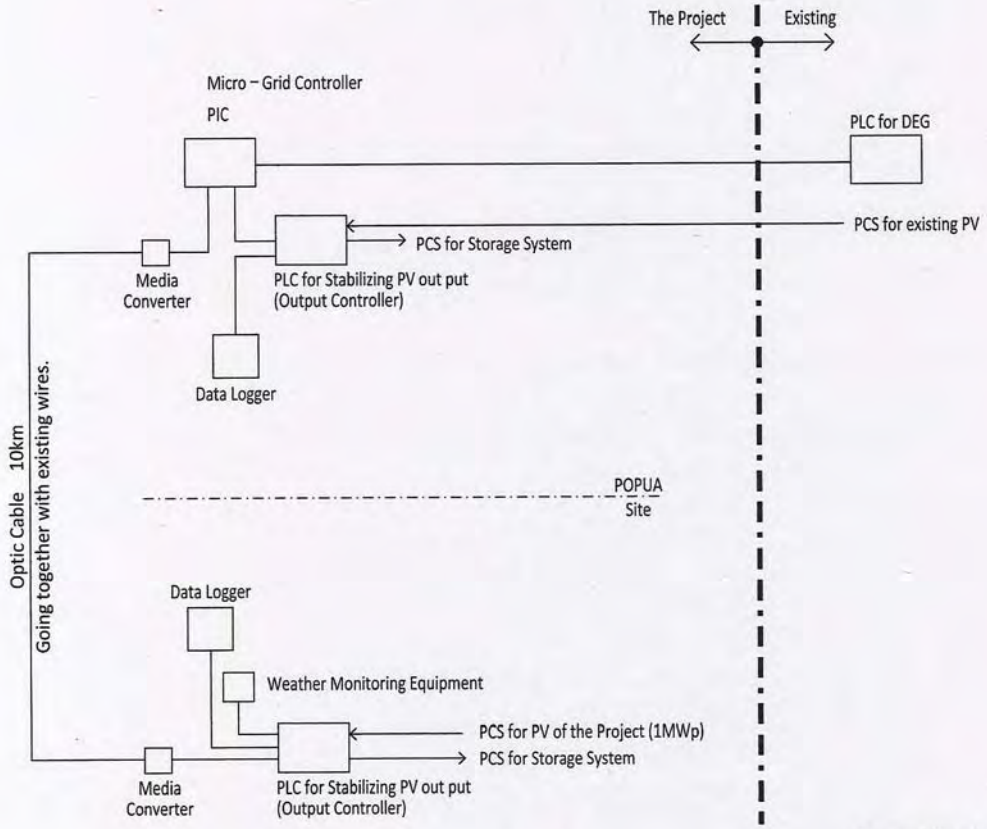


Power System Drawings
PV Site

D-01① (Reference Only)

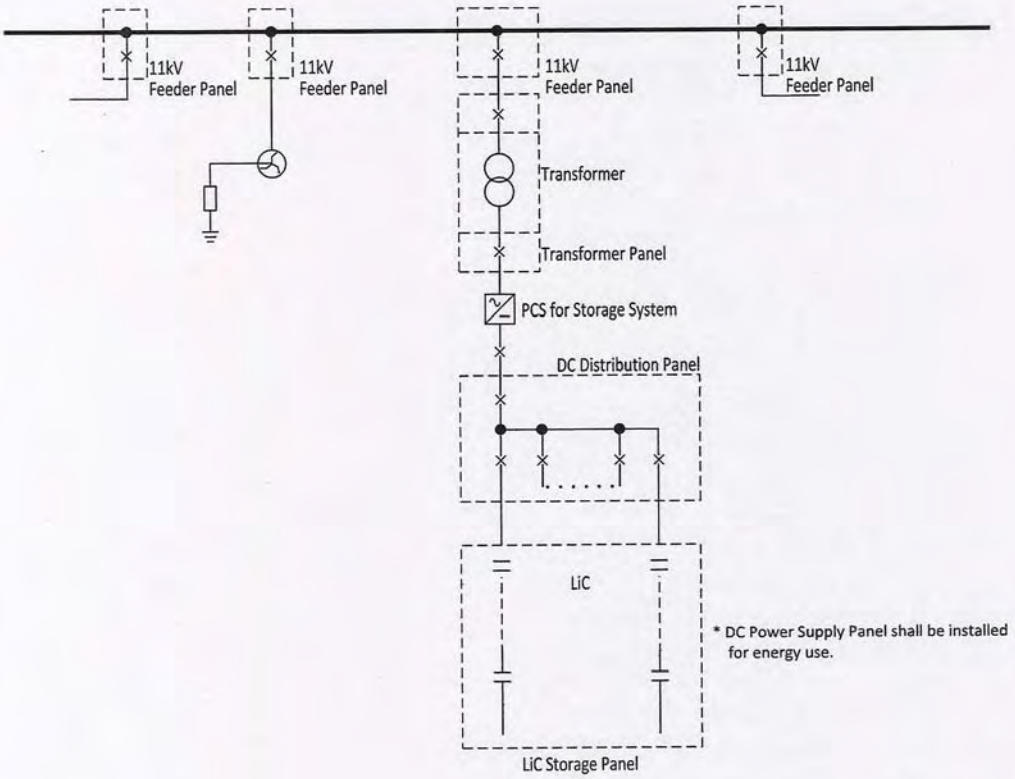
Drawings

D-01 Single Line Diagram
D-02 Control System Diagram
D-03 Arrangement of panels at Vaini Site
D-04 Floor Plan of Building at Vaini Site
D-05 Section Plan of Building at Vaini Site
D-06 Floor Plan of Building at Popua Power Station
D-07 Section Plan of Building at Popua Power Station



Controlling System

D-02 (Reference Only)

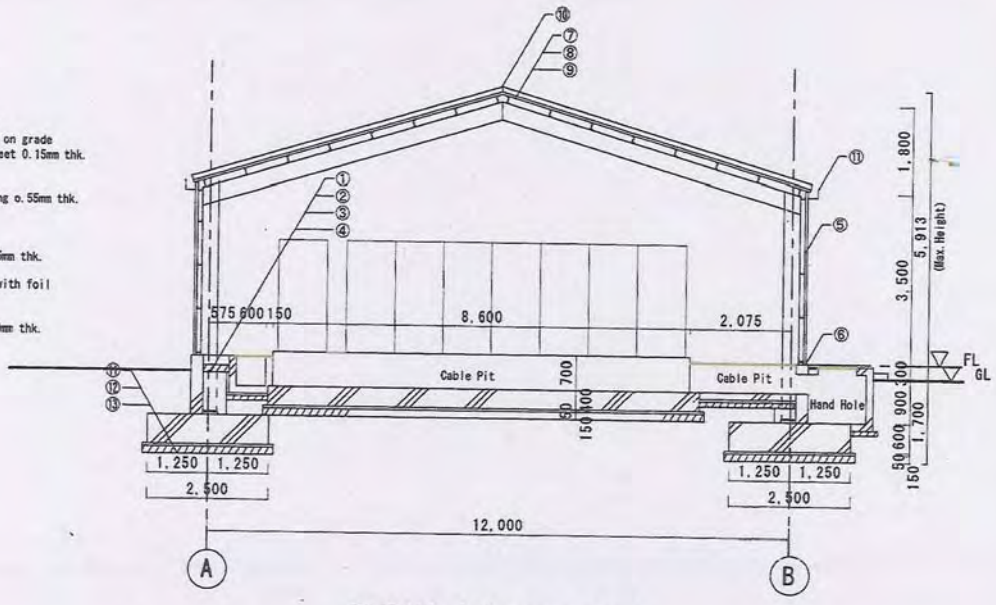


Power System Drawings
PAPUA Power Station

D-01② (Reference Only)

FINISHING SCHEDULE

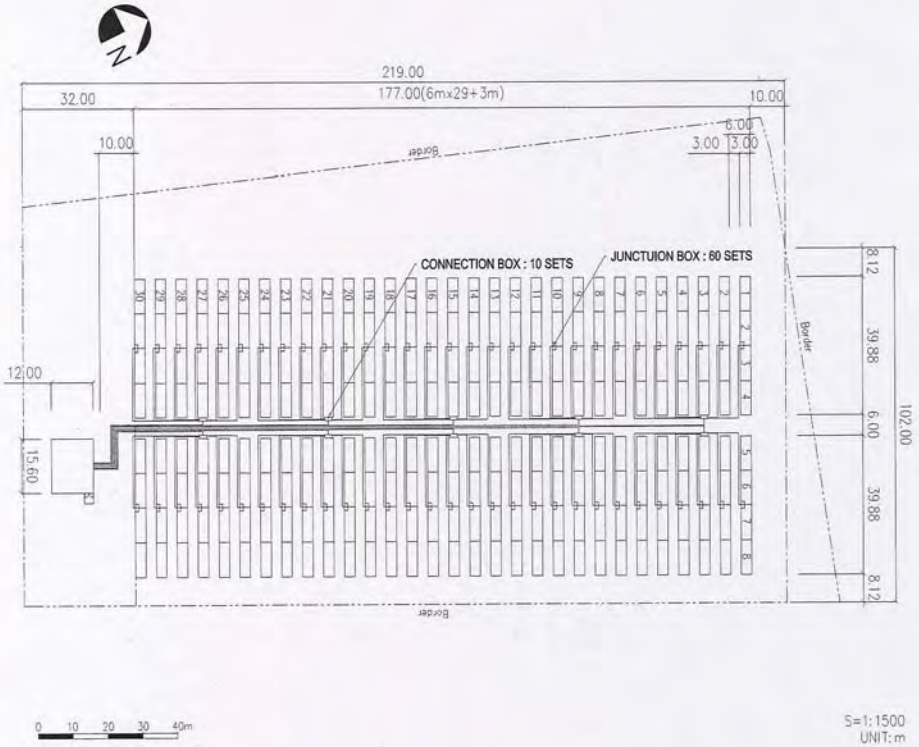
(Floor)
① Epoxy floor coating (2 coats)
② Steel trowel fin. to the slab on grade
③ Vapor barrior polyethylene sheet 0.15mm thk.
④ Anti-termite treatment
(Wall)
⑤ Zinc coated steel wall cladding o.55mm thk. Polyester pre-coated finish
⑥ Metal flashing
(Roof)
⑦ Zinc coated steel roofing 0.55mm thk. Polyester pre-coated finish
⑧ Insulation blanket 50mm thk. with foil
⑨ netting
⑩ Top hat ridge
⑪ Stainless steel gutter 200x150mm thk.
(Sub base)
⑫ Lean concrete 50mm thk.
⑬ Crusher run 150mm thk.
⑭ Anti termite treatment

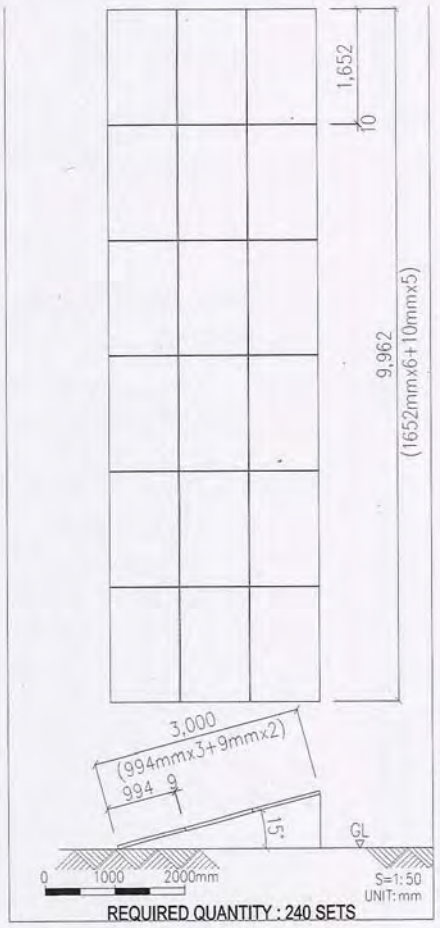


SECTION A-A Scale: 1/100

Power Conditioner System and Power Storage Devices Building at Vaini Site

D-05 (Reference Only)

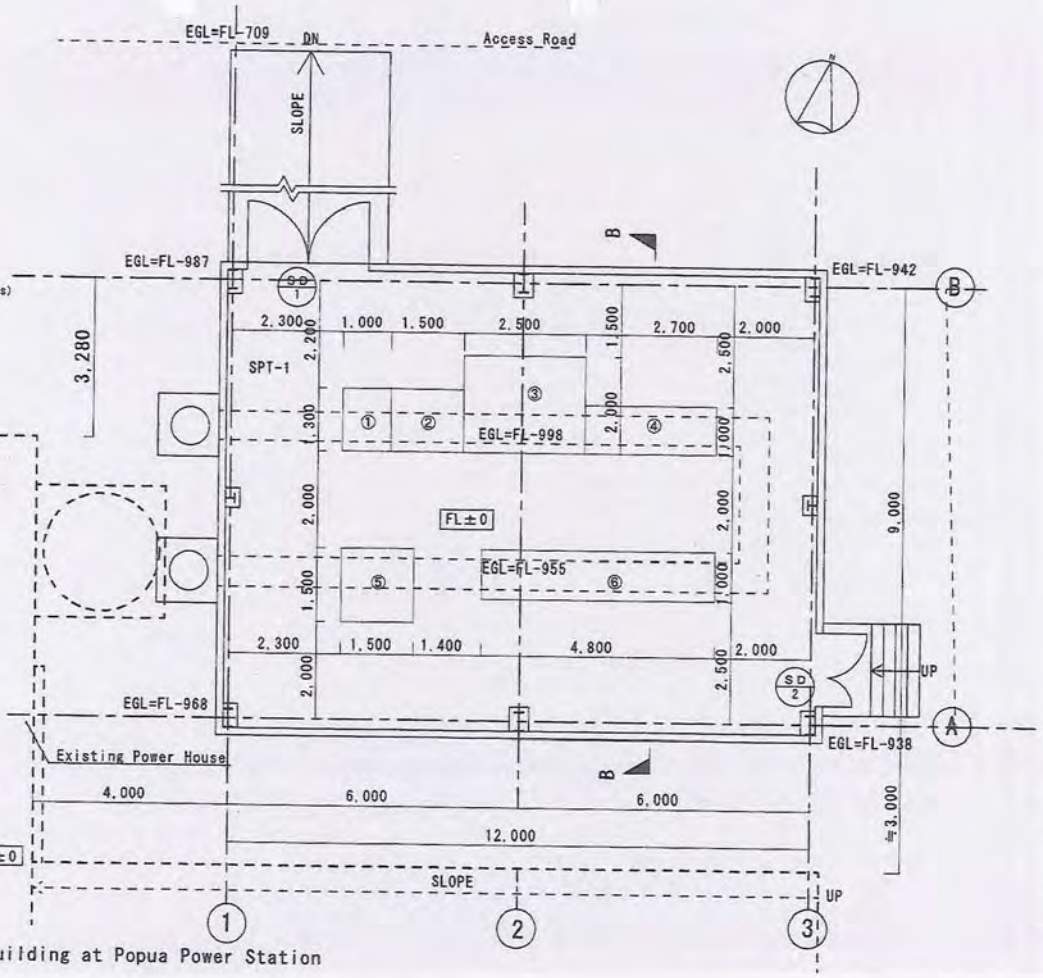




D-03 (Reference Only)

【EQUIPMENT SCHEDULE】
機器リスト

① 11kV LiC Trans Panel
11kV蓄電設備用トランス盤
② 400V LiC Trans Panel
400V蓄電設備用トランス盤
③ PCS for LiC 500kW
500kW蓄電設備用PCS
④ Distribution Board for LiC (32 Feeders)
LiC用直流分電盤 (32フィーダー)
⑤ PV Out let Contraol Unit
PV出力制御盤
⑥ LiC 320 sets
キャパシター収納盤 (320セット)



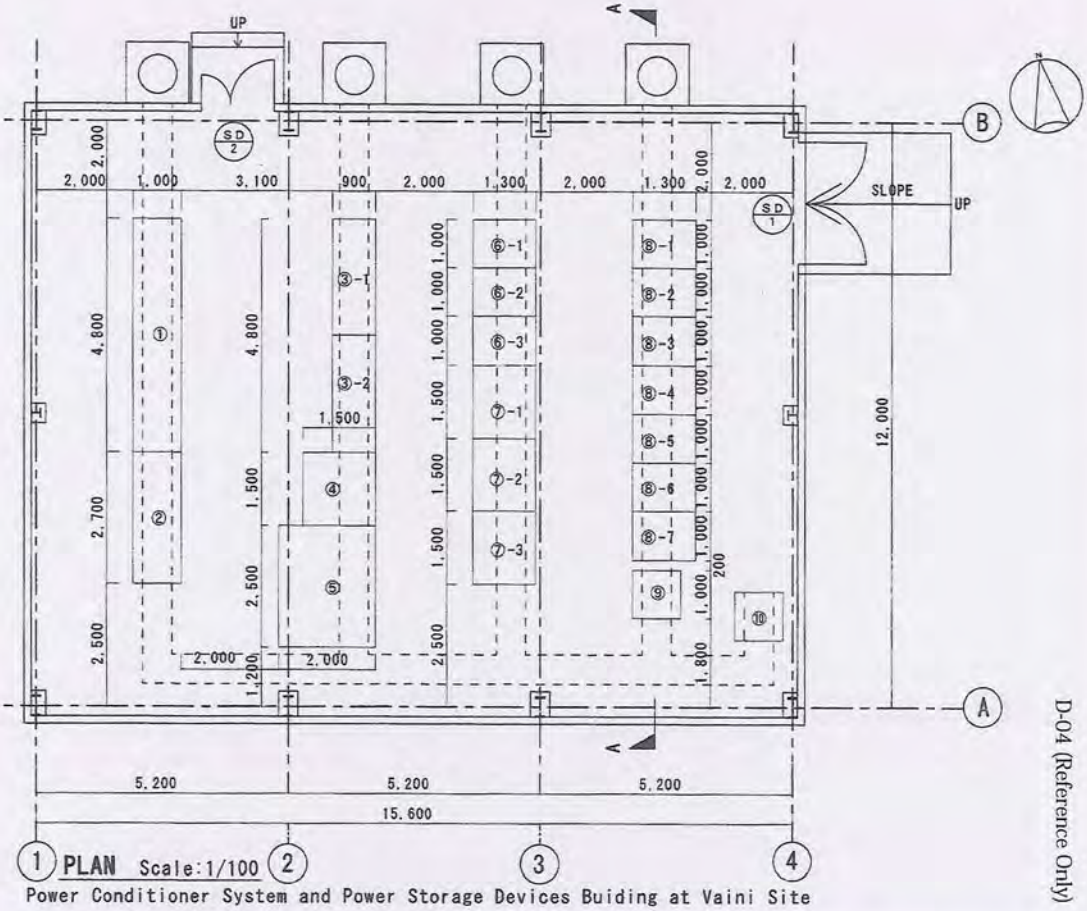
PLAN Scale: 1/100

Power Storage Devices Building at Popua Power Station

D-06 (Reference Only)

【EQUIPMENT SCHEDULE】
機器リスト

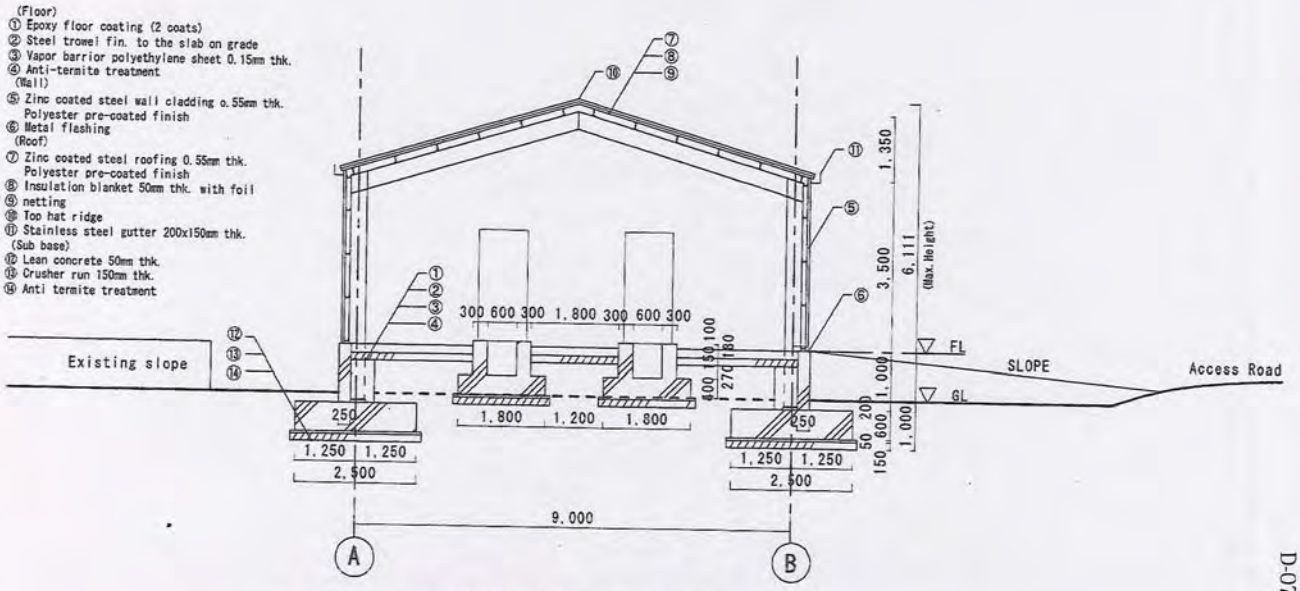
① LiC 320 sets
キャパシター収納盤 (320セット)
② Distribution Board for LiC 32 Feeders
LiC用直流分電盤 (32フィーダー)
③-1 PCS for PV1 500kw
PV1用PCS
③-2 PCS for PV2 500kw
PV2用PCS
④ PV Outlet Control Unit
PV出力制御盤
⑤ PCS for LiC 500kw
500kw蓄電設備用PCS
⑥-1 11kV LiC Trans Panel
11kV蓄電設備用トランス盤
⑥-2 11kV PV1 Trans Panel
11kV PV1用トランス盤
⑥-3 11kV PV2 Trans Panel
11kV PV2用トランス盤
⑦-1 400V LiC Trans Panel
400V蓄電設備用トランス盤
⑦-2 400V PV1 Trans panel
400V PV1用トランス盤
⑦-3 400V PV2 Trans Panel
400V PV2用トランス盤
⑧-1 11kV In-coming Panel
11kV入力トランス盤
⑧-2 11kV LiC Feeder Panel
11kV蓄電設備用フィーダー盤
⑧-3 11kV PV1 Feeder Panel
11kV PV1用フィーダー盤
⑧-4 11kV PV2 Feeder Panel
11kV PV2用フィーダー盤
⑧-5 11kV Station Feeder Panel
11kV所内フィーダー盤
⑧-6 11kV Earth Trans Panel
接地用トランス盤
⑧-7 11kV Out-going Panel
11kV出力トランス盤
⑨ DC Panel
直流電源盤
⑩ Station Service Panel
所内用分電盤



PLAN Scale:1/100

Power Conditioner System and Power Storage Devices Buiding at Vaini Site

D-04 (Reference Only)



SECTION B-B Scale: 1/100

Power Storage Devices Building at Popua Power Station

D-07 (Reference Only)

A-6　ソフトコンポーネント計画書

トンガ王国

マイクログリッドシステム開発・導入計画

準備調査

ソフトコンポーネント計画書

平成 24 年 10 月

八千代エンジニヤリング株式会社

目　次

1. ソフトコンポーネントを計画する背景 1
2. ソフトコンポーネントの目標 2
3. ソフトコンポーネントの成果 2
4. 成果達成度の確認方法 3
5. ソフトコンポーネントの活動（投入計画） 3
　5-1　ソフトコンポーネントの内容と活動 3
　5-2　投入計画 7
6. ソフトコンポーネントの実施リソースの調達方法 7
7. ソフトコンポーネントの実施工程案 8
8. 成果品 8
9. ソフトコンポーネントの概算事業費 9
10. 相手国実施機関の責務 9

1. ソフトコンポーネントを計画する背景

トンガ王国「マイクログリッドシステム開発・導入計画」は、トンガ王国（以下、「ト」国）のバイニ地区及び既設ポプア発電所を対象サイトとして、系統連系型の太陽光発電設備（出力1,000kWp）及び系統の安定化を目的とした蓄電設備、充放電制御システムの調達・据付を行うものである。

「ト」国は島嶼国という地理的な条件から、石油燃料の輸入が全輸入額の 25%を占めており、GDP の 10%に相当している。更に、電力供給の 98%以上が輸入燃料を使用したディーゼル発電に依存している。このため「ト」国は、国際的な原油価格の変動に大きく影響され、エネルギー安全保障の観点からも極めて脆弱である。2008 年の世界的な原油価格の高騰により、「ト」国の電気料金は TOP 1.00/kWh（約 US ¢ 50/kWh）に達し、同国の経済活動や国民の生活に深刻な影響を与えた。これを教訓に「ト」国では、温室効果ガスの排出削減とエネルギー安全保障の向上という二つの命題に対処するため、「2012 年までに電力供給の 50%を再生可能エネルギーで賄う」という政策目標を 2009 年に閣議決定し、同政策目標を実現するための指針として「トンガ・エネルギーロードマップ 2010-2020」（TERM : Tonga Energy Road Map）を策定した。しかしながら「電力供給の 50%を再生可能エネルギーで賄う」という TERM の目標を達成するためには、更なる再生可能エネルギーの導入が必要であるが、出力変動を伴う太陽光、風力発電等を大量に導入した場合には安定的な電力供給が難しく、且つ電力系統の周波数が変動し、電力の品質を維持することが困難となる。これに対処するため、更なる再生可能エネルギーの導入と同時にマイクログリッドシステム[1]を適用し、安定した電力供給と電力系統の周波数が変動を可能な限り抑えることが必要となる。本無償資金協力事業は、「ト」国における再生可能エネルギー導入の目標達成に資するとともに、マイクログリッドシステムの導入により、電力系統の安定化を図るものである。

「ト」国では、様々なドナーの支援により、離島に独立型太陽光発電システム（SHS : Solar Home System）が導入されたほか、2012 年にはニュージーランドの援助によって出力 1,300kWp の系統連系型太陽光発電設備が設置された。ただ、同 1,300kWp の太陽光発電設備は、運転開始から 5 年間はニュージーランドの民間企業に運転維持管理が委託されており、「ト」国の電力供給を担うトンガ電力公社（TPL : Tonga Power Limited）に太陽光発電設備の運転・維持管理技術が蓄積されていない。

TPL は、「ト」国政府との契約により、首都ヌクアロファの位置するトンガタプ島、エウア島、ハアパイ島、ババウ島の四島で電力供給を行っており、ディーゼル発電設備、配電系統の運転、維持管理を行っている。しかしながら、本無償資金協力事業で導入するマイクログリッドシステムを取り扱った経験がない。

本ソフトコンポーネントでは、プロジェクト開始時の円滑な立ち上がりを支援することと、本無償資金協力事業で調達される機材が持続的に運転・維持管理されることを目的とし、実施機関となる TPL の発電部門、配電部門を対象として、系統連系型太陽光発電システム（以下、連系 PV システム）、マイクログリッドシステムの運転・維持管理に関する技術移転を実施する。また、マイクログリッドシステム導入後の系統運用手法、事故対応について、必要な技術移転を行う。

[1] 従来型電源（ディーゼル発電等）及び再生可能エネルギー電源が連系された系統において、再生可能エネルギー電源の出力変動を電力貯蔵システムにより補償することで、系統の安定化を図るシステム。

2. ソフトコンポーネントの目標

本ソフトコンポーネントの目標は、以下の通りである。下記の目標が達成されることにより、無償資金協力事業の効果が持続的に発現することが期待される。

(1) プロジェクトの竣工後、「ト」国側による系統連系型太陽光発電システム（以下、連系 PV システム）、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が円滑に開始される。
(2) 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が持続的に行われる。
(3) 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが連系された配電系統が、安定的に運用される。

3. ソフトコンポーネントの成果

本ソフトコンポーネントで達成すべき成果は、以下の通りである。

表 3-1 ソフトコンポーネントの成果

目　標	ソフトコンポーネントの成果	対象者
1. プロジェクトの竣工後、「ト」国側による連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が円滑に開始される。	1-1 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理体制が整備される。 1-2 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの概要、特性が理解される。 1-3 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システム及びディーゼル発電機が接続された配電系統において、連系 PV システムの発電出力が変動した場合の系統の状況、各設備の応答が理解される。	TPL 発電部門
2. 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が持続的に行われる。	2-1 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。 2-2 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、既設ディーゼル発電機の運用マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。	TPL 発電部門
3. 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが連系された配電系統が、安定的に運用される。	3-1 電力系統の運用に係る基本的事項（電力需要と供給のバランス、周波数調整、電圧調整）が理解される。 3-2 電力系統解析の概要（潮流解析、安定度解析）が理解される。 3-3 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、配電系統のトラブルシューティング方法が確立される。	TPL 発電部門、配電部門

4. 成果達成度の確認方法

本ソフトコンポーネントの成果は、作成された運転･維持管理マニュアルと参加者のレポートを確認することにより把握する。表 4-1 に活動内容別の成果確認方法を示す。マニュアルでは、運転・維持管理に係る組織と役割、日常管理、定期点検、トラブルシューティング等、必要な項目が全て網羅され、技術的な内容が誤りなく記載されていることを確認するとともに、必要に応じて助言、指導を行う。レポートでは、技術移転のテーマ毎に受講者が理解した内容を記述させ、講義内容の理解度を評価する。なお、理解が十分でない項目については、補足講義を行う。

表 4-1　ソフトコンポーネントの成果と確認方法

対象者	ソフトコンポーネントの成果	達成度確認方法
TPL 発電部門	1-1　連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理組織が確立される。	● 組織図、職務内容の内規
	1-2　連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの概要、特性が理解される。	● レポート
	1-3　連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システム及びディーゼル発電機が接続された配電系統において、連系 PV システムの発電出力が変動した場合の系統の状況、各設備の応答が理解される。	● レポート
	2-1　連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。	● マニュアル
	2-2　連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、既設ディーゼル発電機の運用マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。	● マニュアル
TPL 発電部門及び配電部門	3-1　電力系統の運用に係る基本的事項（電力需要と供給のバランス、周波数調整、電圧調整）が理解される。	● レポート
	3-2　電力系統解析の概要（潮流解析、安定度解析）が理解される。	● レポート
	3-3　連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、配電系統のトラブルシューティング方法が確立される。	● マニュアル

5. ソフトコンポーネントの活動（投入計画）

5-1　ソフトコンポーネントの内容と活動

ソフトコンポーネントの活動内容は表 5-1 に示したように、太陽光発電設備、蓄電設備（リチウムイオンキャパシタ）、充放電制御システムの基礎から、運転・維持管理、マニュアルの作成、トラブルシューティングまでカバーする。技術移転の手法は、座学、演習（受講者によるマニュアル作成）と機材を使用した実習を用いる。実習にて使用する機材は、TPL へ導入予定の太陽電池、蓄電設備、充放電制御システム、計測器、工具類を活用する。なお、本プロジェクトの責任機関である TERM-IU（Tonga Energy Road Map Implementing Unit）からも、必要に応じてソフトコンポーネントの講義に参加する。

表 5-1　ソフトコンポーネントの活動内容と技術移転方法

目　標	ソフトコンポーネントの成果		活動内容	技術移転方法	対象者
1. プロジェクトの竣工後、「ト」国側による連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転･維持管理が円滑に開始される。	1-1	連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理組織が確立される。	• 運転・維持管理組織の立ち上げ • 運転・維持管理要員の職務内容の規定 • 機器メーカーとの維持管理契約書（案）の作成	• 座学、グループ演習 • 座学、グループ演習 • 座学、グループ演習	TPL 発電部門
	1-2	連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの概要、特性が理解される。	• 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの原理と基礎知識の移転	• 座学	TPL 発電部門
	1-3	連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システム及びディーゼル発電機が接続された配電系統において、連系 PV システムの発電出力が変動した場合の系統の状況、各設備の応答が理解される。	• 系統解析に基づく系統の状況、設備の応答に係る講義	• 座学	TPL 発電部門
2. 連系 PV システム、蓄電設備､充放電制御システムの運転･維持管理が持続的に行われる。	2-1	連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。	• トラブルシューティング、運転維持管理マニュアルの作成	• 座学、演習(マニュアル作成) • 実習（マニュアルに基づく運転操作、事故想定訓練）	TPL 発電部門
	2-2	連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、既設ディーゼル発電機の運用マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。	• 運用出力率、運転台数、増減台運転の基準を含むディーゼル発電機運用マニュアルの作成 • トラブルシューティングマニュアルの作成	• 座学、演習(マニュアル作成) • 実習（マニュアルに基づく運転操作、事故想定訓練）	TPL 発電部門
3. 連系 PV システム、蓄電設備､充放電制御システムが連系された配電系統が､安定的に運用される。	3-1	電力系統の運用に係る基本的事項（電力需要と供給のバランス、周波数調整、電圧調整）が理解される。	• 電力系統運用の基礎理論に係る講義 • 風力発電設備等の新たな再生可能エネルギー電源を系統に連系する際の検討事項に係る講義	• 座学	TPL 発電部門及び配電部門
	3-2	電力系統解析の概要（潮流解析、安定度解析）が理解される。	• 電力系統解析の基礎理論に係る講義	• 座学	TPL 発電部門及び配電部門
	3-3	連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、配電系統のトラブルシューティング方法が確立される。	• 運転維持管理マニュアル、トラブルシューティングマニュアルの作成	• 実習（マニュアルに基づく運転操作、事故想定訓練）	TPL 発電部門及び配電部門

5-2　投入計画

(1)　日本側の投入計画

本ソフトコンポーネントでは、表 5-1 の活動を実施することにより、実施機関である TPL が連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理方法を具体的に理解し、実践するために必要な技術を移転する。また、これらの新たに導入される設備と、既設のディーゼル発電機が連系された配電系統を安定的に運用するための技術も移転する。受注コンサルタントは、指導技術者 1（PV システム）、指導技術者 2（蓄電システム）、指導技術者 3（ディーゼル発電機）、指導技術者 4（系統運用）の 4 名を表 5-2 に示す期間「ト」国に派遣し、技術移転を行う。

表 5–2　ソフトコンポーネントに係る投入計画

名称		格付	派遣期間	渡航回数	作業内容
1.　運転維持管理体制の構築					
	指導技術者 1（PV システム）	3 号	0.50 月	1 回	**1-1-1　運転維持管理体制の構築** (1)　運転・維持管理組織の立ち上げ (2)　運転・維持管理要員の職務内容の規定 (3)　機器メーカーとの維持管理契約書（案）の作成 **1-1-2　PV システムの概要に係る講義** (1)　連系 PV システムの原理と基礎知識の移転
	指導技術者 2（蓄電システム）	3 号	0.50 月	1 回	**1-2-1　運転維持管理体制の構築** （指導技術者 1（PV システム）との共同作業で実施） (1)　運転・維持管理組織の立ち上げ (2)　運転・維持管理要員の職務内容の規定 (3)　機器メーカーとの維持管理契約書（案）の作成 **1-2-2　蓄電システムの概要に係る講義** (1)　蓄電設備、充放電制御システムの原理と基礎知識の移転 (2)　系統解析に基づく系統の状況、設備の応答に係る講義
2.　技術トレーニング					
	指導技術者 1（PV システム）	3 号	1.00 月	1 回	**2-1　PV システムの運転維持管理技術の移転** (1)　PV システムの運転・維持管理に係る講義及び実習 (2)　トラブルシューティング、運転維持管理マニュアルの作成
	指導技術者 2（蓄電システム）	3 号	1.00 月	1 回	**2-2 蓄電システムの運転維持管理技術の移転** (1)　蓄電システムの運転・維持管理に係る講義及び実習 (2)　トラブルシューティング、運転維持管理マニュアルの作成
	技術指導者 3（ディーゼル発電）	3 号	0.50 月	1 回	**2-3 ディーゼル発電機運用マニュアルの作成** (1)　運用出力率、運転台数、増減台運転の基準を含むディーゼル発電機運用マニュアルの作成 (2)　トラブルシューティングマニュアルの作成
	指導技術者 4（系統運用）	3 号	0.50 月	1 回	**2-4　系統運用に関する技術の移転** (1)　電力系統運用の基礎理論に係る講義 (2)　風力発電設備等の新たな再生可能エネルギー電源を系統に連系する際の検討事項に係る講義

(2) 「ト」国側の投入計画

「ト」国側の投入として、ソフトコンポーネントの受け皿となる受講者の任命と講義への参加、運転・維持管理組織の立ち上げ、ソフトコンポーネントを円滑に実施するための運営組織の設立等が必要となる。具体的には、以下の通りである。

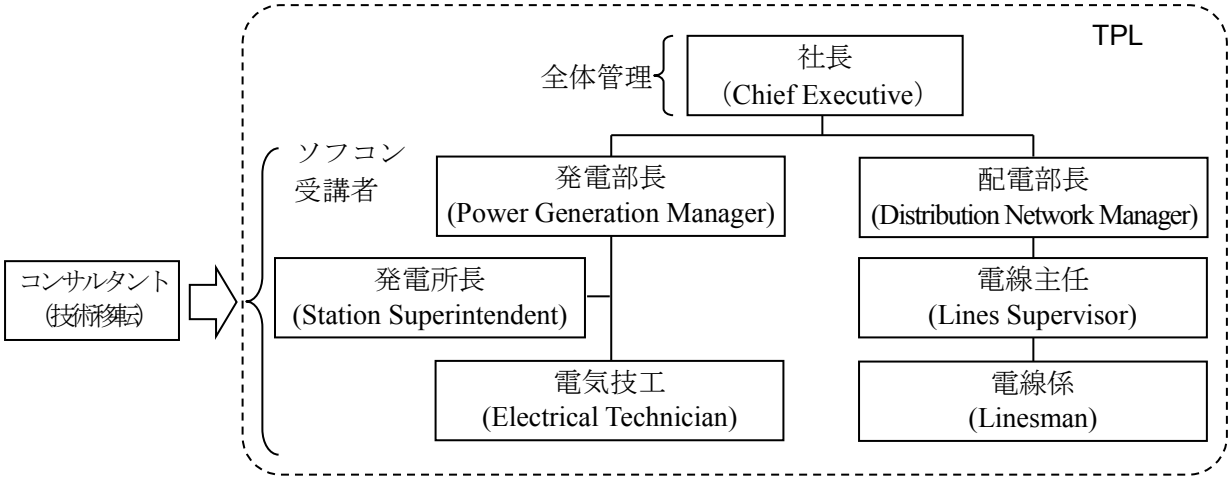


図 5-1　ソフトコンポーネント実施体制（案）

6. ソフトコンポーネントの実施リソースの調達方法

無償資金協力で調達・据付される連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システム等の主要機器は日本製であることから、ソフトコンポーネントで派遣する技術者は、日本の PV 製品、システムに精通している必要がある。「ト」国内でも 2012 年 7 月に系統連系型の太陽光発電設備が運転を開始したが、主要機材は米国や欧州製であり、また系統連系についても十分な経験を有していない。このため、ソフトコンポーネントの実施リソースとしては、日本の PV システムや系統連系を熟知した受注コンサルタントが直接支援する方式を採用する。

7. ソフトコンポーネントの実施工程案

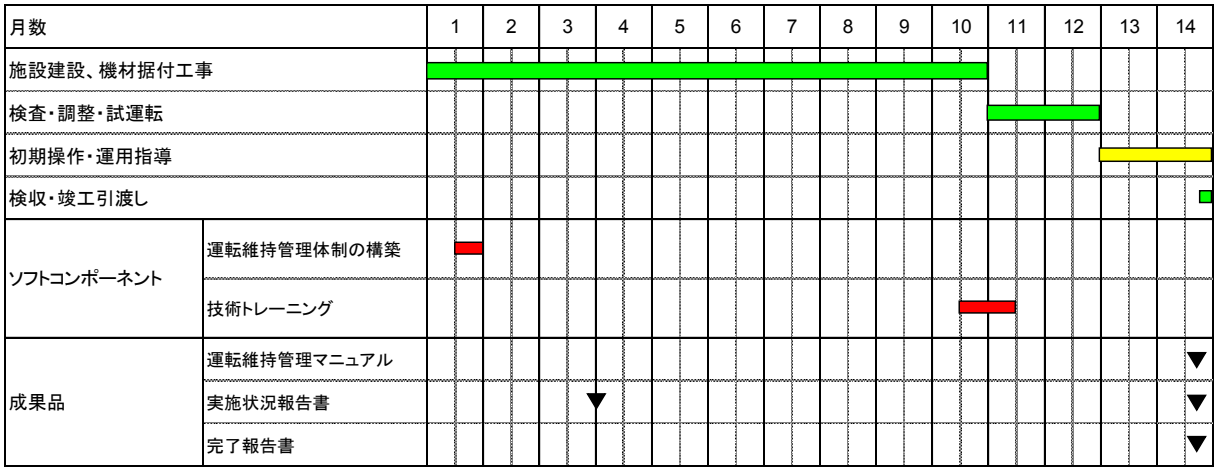
ソフトコンポーネント実施工程を表 7-1 に示す。

日本より派遣された技術者は、表 7-1 のとおりそれぞれのカテゴリーごとに、ソフトコンポーネントを実施する。各カテゴリーの実施時期については、以下のとおりである。

運転維持管理体制の構築：　維持管理体制構築の支援を目的に行うこと。機材据付前に維持管理体制を明確化させておくことは、設備据付時に当事者意識を喚起できることから、設備据付以前に実施する。

技術トレーニング：　据付・点検・運転等については実設備を利用し行う。設備が運開するまでに備えておくべき維持管理マニュアル等について整備するため、据付工事の半ばから設備運開前に実施する。

表 7-1　ソフトコンポーネントの実施スケジュール



8.　成果品

本ソフトコンポーネントの成果品は表 7-1 に記載したように、運転維持管理マニュアル（トラブルシューティングを含む）、実施状況報告書（施主向けには英文 Progress Report）、完了報告書（施主向けには英文 Final Report）、並びに技術移転に使用した教材類である。

9.　ソフトコンポーネントの概算事業費

本ソフトコンポーネントの概略事業費は 10,738 千円であり、内訳は表 9-1 に示す通りである。

表 9-1　ソフトコンポーネントの概略事業費

項　目	金額（千円）
直接人件費	3,080
直接経費	3,716
間接費	3,942
合　計	10,738

10. 相手国実施機関の責務

(1) TPL は、本ソフトコンポーネント実施に係る運営組織を設置する。

(2) TPL は、本ソフトコンポーネント実施に必要となる会議室等を用意する。

(3) TPL は、本ソフトコンポーネントに必要な人員を提供する。

(4) TPL は、コンサルタントと協議し、運転維持管理マニュアルの作成を自ら実施する。また、システムの運転開始後、実情に応じてマニュアルの改訂、更新を行う。

(5) TPL は運転維持管理マニュアルに基づき、連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムを維持管理する。運転維持管理担当者などが異動する場合は、ソフトコンポーネントの成果品を活用し、後任者へ技術移転を行う。

A-7　電力潮流解析の検討

トンガタプ島における電圧，周波数変動量の評価解析

本資料は，以下１．～３．に基づき構成する。

１．各モデル作成

２．電圧変動量の評価解析

３．周波数変動量の評価解析（以下の 4 段階で周波数変動量の評価解析を行う）

	解析概要	解析条件
1.	系統解析の第一段階として、PV 出力変動に対する本計画の短周期変動補償方式において、どの程度の PV 出力変動まで許容する計画が妥当であるかを見極める。4 種類の PV の出力変動を想定し、蓄電設備の必要容量を評価した。	想定した PV 出力変動 ➢ PV 設備容量の 50% / 10sec ランプ波低減 ➢ PV 設備容量の 50% / 5sec ランプ波低減 ➢ PV 設備容量の 80% / 10sec ランプ波低減 ➢ PV 設備容量の 80% / 5sec ランプ波低減
2.	系統解析の第二段階として、ディーゼル発電設備の追従性をより実情に即してモデリングするため、ポプア発電所の設備に具備されるガバナの変化率リミットに基づきシミュレーションを行い、蓄電設備の必要容量を評価した。	想定したガバナ変化率リミット ➢ 5%/1sec 想定した PV 出力変動 ➢ PV 設備容量の 50% / 10sec ランプ波低減 ➢ PV 設備容量の 50% / 5sec ランプ波低減 ➢ PV 設備容量の 50% / 10msec ステップ波低減
3.	系統解析の第三段階として、これまで行った蓄電設備の瞬間出力容量、制御システムの追従性に加え、蓄電設備容量の妥当性を検証するため、4 種類の可変時定数特性を想定し、蓄電設備の必要容量を評価した。	想定した蓄電設備特性 ➢ 必要出力を 60 秒維持 ➢ 必要出力を 40 秒維持 ➢ 必要出力を 20 秒維持 ➢ 必要出力を 10 秒維持
4.	系統解析の第四段階として、2013 年に TPL が導入を予定している中速ディーゼルを想定しガバナ変化率リミットを設定し、本計画の蓄電設備の追従性、蓄電容量を評価した。	想定したガバナ変化率リミット ➢ 上昇時 1.8%/1sec ➢ 下降時 3.6%/1sec 想定した PV 出力変動 ➢ PV 設備容量の 50% / 10sec ランプ波低減 ➢ PV 設備容量の 50% / 5sec ランプ波低減 PV 設備容量の 50% / 10msec ステップ波低減

１．各モデル作成

各モデルは，表 1.1-1 及び表 1.1-2 に基づき作成した。

表 1.1-1　モデル化情報一覧　その 1

モデル名称	モデル化情報	備考	情報参照先
配電系統	ネットワーク情報 ・単線結線図より，接続，線種，距離を取得した ・補助資料として， *1 ファイルを活用した	系統基準容量：10MVA 分岐，柱上変圧器は， 同一線種内で均等配置	Single_Line_Symbols.xlsx All Data_TPL_2011.xlsx*1
	キャパシタ容量	―	All Data_TPL_2011.xlsx
	導体情報	導体情報と装柱情報より， 線路インピーダンスを算定	OverheadAluminiumConductors.pdf All Data_TPL_2011.xlsx フジクラ　電線要覧
	装柱情報 ・2012/09/06 入手の 手書きの装柱図より		20120905162856849.tif
発電所構内	ネットワーク情報 ・1BUS 模擬 ・蓄電池連系変圧器	変圧器容量：蓄電池容量相当 変圧器%Z：4.5%	第一次現地調査結果(英文) 構内単線結線図 電力系統技術計算の基礎 (11kV 変圧器の標準的な%Z を参照)
新設 PV サイト	ネットワーク情報 ・PV 容量：1000kW ・引込線　100m コックローチ(AAC 250mm)	変圧器容量:1250ｋVA 変圧器%Z：4.5%	第一次現地調査結果(英文) 構内単線結線図 電力系統技術計算の基礎 (11kV 変圧器の標準的な%Z を参照)
需給情報	冬場（7 月）週末[軽負荷] 夏場（1 月）[重負荷]	7 月 15 日(日曜日) 14:00 ※7 月で負荷量最小の断面 1 月 18 日(水曜日) 14:15	Generator_Feederdata.xls

表 1.1-2　モデル化情報一覧　その 2

モデル名称	モデル化情報	備考	情報参照先
発電機	○負荷追従用(CAT) Caterpillar 社製 3516B ・定数あり ・飽和特性あり ・慣性定数あり	・情報より算定した慣性定数が 7 秒であり，一般的な値より大きいが採用した ・一部発電機定数が不明な箇所は，Y 法プログラムの内部定数を使用した	Tongatapu Power Station Protection Coordination Review
	○ベースロード用(Mak) Nak 社製 6CM32C ・定数あり ・飽和特性なし ・慣性定数なし	－	
ＡＶＲ	系統連系規定のモデルをベースに作成した	－	系統連系規定 SETTING DATA
ＧＯＶ	○CAT ・回転数一定制御 PI 制御 ・機関遅れ （一次遅れ）	・PI 制御 ・機関遅れは一次遅れ 系統連系規定より T=0.6sec とした ※実測波形より，周波数変動に応じた有効電力が出力するよう定数を調整した	proddocspdf_2_445 DSLC.pdf SETTING DATA 系統連系規定
	○Mak	※情報なし	－
蓄電池	PV サイト毎に 独立した制御 ・蓄電池制御： リセット回路 ・変換器応答： 指令値に対し 90%出力まで 100msec	・リセット回路にて出力を減ずる ・変換器容量のみ考慮し，充電容量は考慮しない ・AVR は電圧が厳しい場合に追加予定(現状，非考慮)	富士電機 蓄電池用 PCS パンフレット 富士電機担当者に電話確認(佐藤氏) 蓄電池併設風力発電導入可能性調査 H12 年 2 月　NEDO
ＰＶ　ＰＣＳ	ランプ状負荷模擬 （定電力特性負荷）	－	－

２．電圧変動量の評価解析

２．１　概要

静特性解析（潮流計算）により，新設 PV 出力零と PV 定格出力時の配電系統内主要地点の電圧を算定し，その変動量を評価した。①～③に解析に伴う条件および評価方法を示す。

① パラメタ

・潮流断面：2 パターン

/軽負荷断面[2012 年 7 月 15 日 14:00]，重負荷断面[2012 年 1 月 18 日 14:15]

・PV サイト設置フィーダ：2 パターン

オープニングポイントの変更により系統構成を変更した。

/Vaini フィーダ，NUK1 フィーダ

・PV 出力：2 パターン

/出力なし，定格出力

② モデル

モデル作成時の留意点を示す。

〇配電系統モデル

・発電所構内 BUS より，配電系統側をモデル化した

・発電所送り出し電圧は，定格 11kV とした

・フィーダの発電所送り出し潮流が，潮流断面と一致するよう負荷配分を行なった。

・負荷は柱上変圧器単位とし，フィーダ毎の送り出し潮流を変圧器容量比で案分した。

・柱上変圧器はモデル化していない

③ 評価方法

・配電系統内主要地点の電圧を観測し，変動量が運用値以内（230±10[V]）か否かで判定を行う

２．２　ケース一覧

２．１の条件などをもとに検討するケースは，以下 8 ケースとした。

表 2.1　電圧変動量の評価解析　ケース一覧

ケース名	潮流断面	PV サイト設置フィーダ	PV 出力
V1-Vaini-OP	軽負荷断面	Vaini	出力なし
V2-Vaini-OP-PV			出力定格
V3-NUK1-OP		NUK1	出力なし
V4-NUK1-OP-PV			出力定格
V5-Vaini-P	重負荷断面	Vaini	出力なし
V6-Vaini-P-PV			出力定格
V7-NUK1-P		NUK1	出力なし
V8-NUK1-P-PV			出力定格

２．３　解析結果と評価

○軽負荷断面

図 2.1 に軽負荷断面における主要観測地点の電圧と有効電力潮流の解析結果のまとめを示す。また，図 2.2～2.5 に各ケースにおける軽負荷断面の潮流図を示す。

Vaini フィーダ接続：

PV 出力なしに対して PV 定格出力時の電圧変動量は PV サイト付近で，2.71[V]となった。また主要観測地点における電圧変動量は電圧評価基準である 230±10[V]の範囲におさまっていることが確認できた。

NUK1 フィーダ接続：

Vaini と同様に PV サイト付近での電圧変動量は，3.34[V]となった。また主要観測地点における電圧変動量も電圧評価基準の範囲におさまっていることが確認できた。

○重負荷断面

図 2.6 に重負荷断面における主要観測地点の電圧と有効電力潮流の解析結果のまとめを示す。また、図 2.7～2.10 に重負荷断面の各ケースの潮流図を示す。

Vaini フィーダ接続：

PV サイト付近での電圧変動量は，2.74[V]となった。また主要観測地点における電圧変動量も電圧評価基準内であることが確認できた。

NUK1 フィーダ接続：

PV サイト付近での電圧変動量は，3.43[V]となった。また主要観測地点における電圧変動量も電圧評価基準内であることが確認できた。

※本解析結果の妥当性を確認するため，以下の点を現地にて確認することが望ましい。

トンガタプ島の現状系統において，発電所構内 BUS 電圧と東西の配電線末端電圧の実測値より電圧低下幅をもとめ，潮流解析結果の電圧低下幅の妥当性を確認する。

解析系統の軽負荷断面時の PV 出力なし（図 2.2 潮流図）において，

発電端の送り出し電圧 11[kV]とした場合の各末端の電圧値は以下の様になる。

東側末端[T0170](図 2.2 青○)：10.83[kV]

西側末端[T0410](図 2.2 赤○)：10.82[kV]

トンガタプ島潮流解析結果　その1　軽負荷断面解析

[断面]　2012年7月15日　14:00
[負荷量]　3521 [KW]
[送り出し潮流]

NUK1[KW]	NUK2[KW]	Vaini[KW]
1443	1429	649

[送り出し電圧]　11 [KV]
[新設PVサイト]　1000 [KW]
[電圧評価基準]　230±10 [V]

解析ケース1 新設PVサイト　Vainiフィーダ接続

BUS名称	PV出力なし	PV定格出力	電圧変動量	
	11KV換算	11KV換算	11KV換算	230V換算
GEN	11	11	0	0
H00001	10.9967	10.9967	0	0
H00046	10.9252	10.9252	0	0
H00264	10.9098	10.9098	0	0
H00294	10.8812	10.8812	0	0
H00322	10.8658	10.8658	0	0
H00335	10.8526	10.8526	0	0
H01375	10.7954	10.7954	0	0
T0410	10.7503	10.7503	0	0
H01601	10.7646	10.7646	0	0
H02031-1	10.835	10.835	0	0
T0401	10.8207	10.8207	0	0
H01601-1	10.8295	10.8295	0	0
H00071	10.9813	10.9813	0	0
H00093	10.9505	10.9505	0	0
T0423	10.9351	10.9351	0	0
H03069	10.9065	10.9065	0	0
T0166	10.8603	10.8603	0	0
T0337	10.8933	10.8933	0	0
T0116	10.8812	10.8812	0	0
H00464	10.9659	11.0264	0.0605	1.265
H00336	10.9615	11.0913	0.1298	2.714
H00580	10.8966	10.9571	0.0605	1.265
H01219	10.9802	11.0132	0.033	0.69
H00464	10.9659	11.0264	0.0605	1.265
H00498	10.9296	10.9901	0.0605	1.265
H01015-1	10.7393	10.8009	0.0616	1.288
H00580	10.8966	10.9571	0.0605	1.265
H01015	10.8867	10.9472	0.0605	1.265
T0170	10.8328	10.8933	0.0605	1.265
H77770	10.9648	11.0891	0.1243	2.599

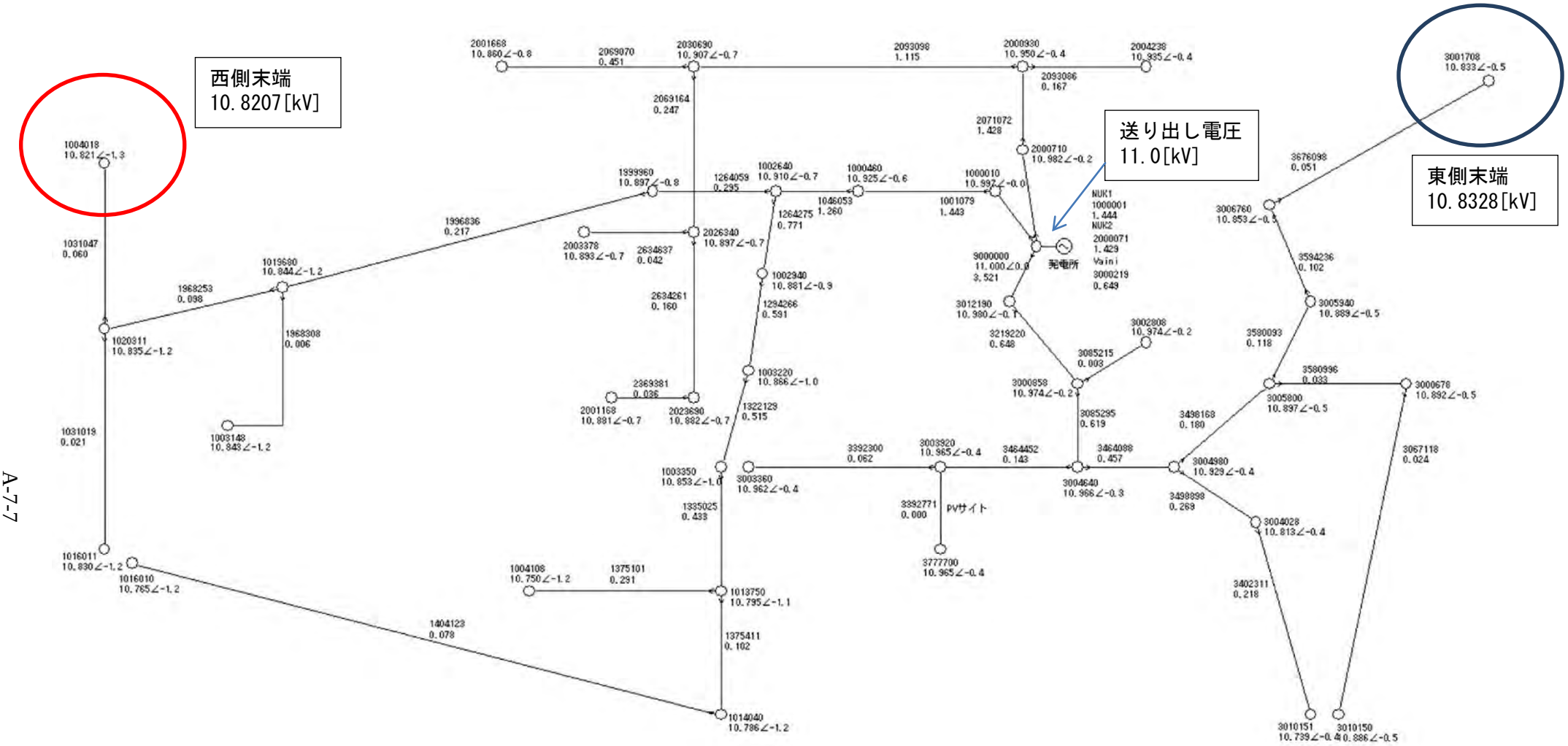
FROM BUS	TO BUS	有効電力潮流	
		PVなし	PVあり
H90000	H01219	649	-348
H01219	H01220	648	-348
H01220	T0085	629	-366
T0085	T0295	619	-376
T0295	T0230	615	-381
T0230	H00464	601	-394
H00464	H00452	143	-852
H00452	H00451	141	-854
H00451	T0380	139	-857
T0380	T0355	135	-861
T0355	H00439	135	-862
H00439	T0084	133	-864
T0084	H00435	128	-869
H00435	H00428	106	-891
H00428	T0377	106	-891
T0377	T0382	99	-899
T0382	H00408	93	-906
H00408	T0376	88	-911
T0376	H00392	82	-918

解析ケース2 新設PVサイト　NUK1フィーダ接続

BUS名称	PV出力なし	PV定格出力	電圧変動量	
	11KV換算	11KV換算	11KV換算	230V換算
GEN	11	11	0	0
H00001	10.9978	10.9989	0.0011	0.023
H00046	10.9373	10.9791	0.0418	0.874
H00264	10.9252	10.9758	0.0506	1.058
H00294	10.8999	10.9802	0.0803	1.679
H00322	10.8867	10.9824	0.0957	2.001
H00335	10.8757	10.9868	0.1111	2.323
H00462	10.8845	11.044	0.1595	3.335
H01375	10.824	10.9351	0.1111	2.323
T0410	10.7833	10.8955	0.1122	2.346
H01601	10.7965	10.9087	0.1122	2.346
H02031-1	10.8603	10.9131	0.0528	1.104
T0401	10.8482	10.901	0.0528	1.104
H01601-1	10.857	10.9087	0.0517	1.081
H00071	10.9813	10.9813	0	0
H00093	10.9505	10.9505	0	0
T0423	10.9351	10.9351	0	0
H03069	10.9065	10.9065	0	0
T0166	10.8603	10.8603	0	0
T0337	10.8933	10.8933	0	0
T0116	10.8812	10.8812	0	0
H00464	10.934	10.934	0	0
H00580	10.8438	10.8438	0	0
H01219	10.9758	10.9758	0	0
H00464	10.934	10.934	0	0
H00498	10.8845	10.8845	0	0
H01015-1	10.6403	10.6403	0	0
H00580	10.8438	10.8438	0	0
H01015	10.8295	10.8295	0	0
T0170	10.7613	10.7613	0	0
H77770	10.8812	11.033	0.1518	3.174

FROM BUS	TO BUS	有効電力潮流	
		PVなし	PVあり
H00046	H00053	1278	278
H00053	T0258	1250	250
T0258	H00058	1208	208
H00058	H00264	1207	208
H00264	H00275	837	-162
H00275	T0274	837	-162
T0274	T0271	823	-176
T0271	H00286	815	-183
H00286	H03093	801	-196
H03093	H00292	787	-210
H00292	H00294	787	-210
H00294	T0266	676	-321
T0266	T0396	669	-328
T0396	T0265	662	-335
T0265	H00322	648	-349
H00322	T0129	607	-390
T0129	H00329	607	-390
H00329	T0135	537	-459
T0135	H00335	533	-463
H00335	H00342	144	-852
H00342	T0426	142	-855
T0426	H00353	126	-871
H00353	H00355	122	-875
H00355	T0131	118	-880
T0131	H00364	107	-891
H00364	T0106	103	-895
T0106	T0074	92	-906
T0074	T0378	93	-906
T0378	T0300	86	-914
T0300	H00392	81	-918

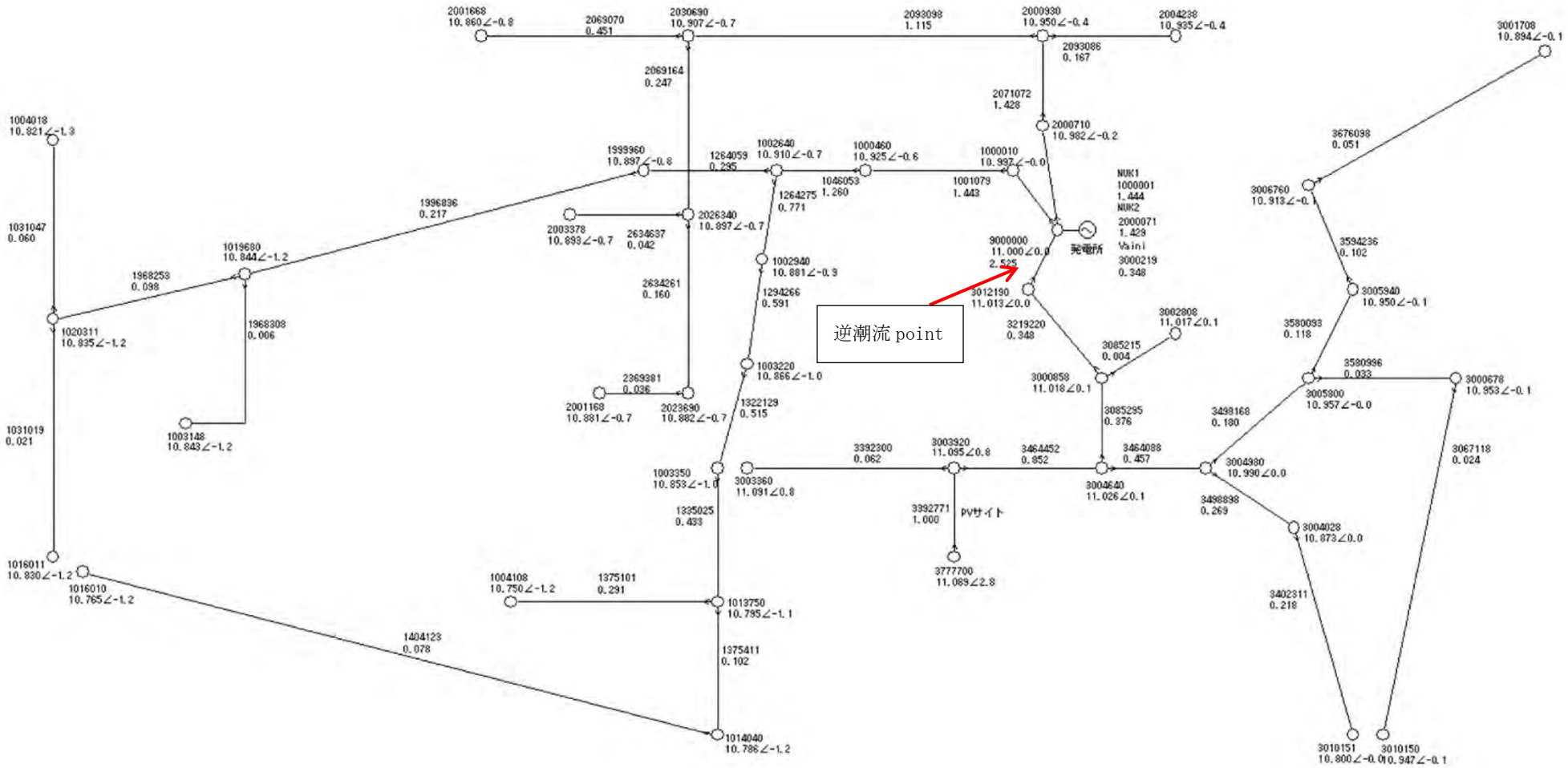
図 2.1　軽負荷断面　解析結果のまとめ



PVサイト　Vainiフィーダ接続　PV出力なし

[断面]　2012年7月15日 14:00
[負荷量]　3521 [KW]

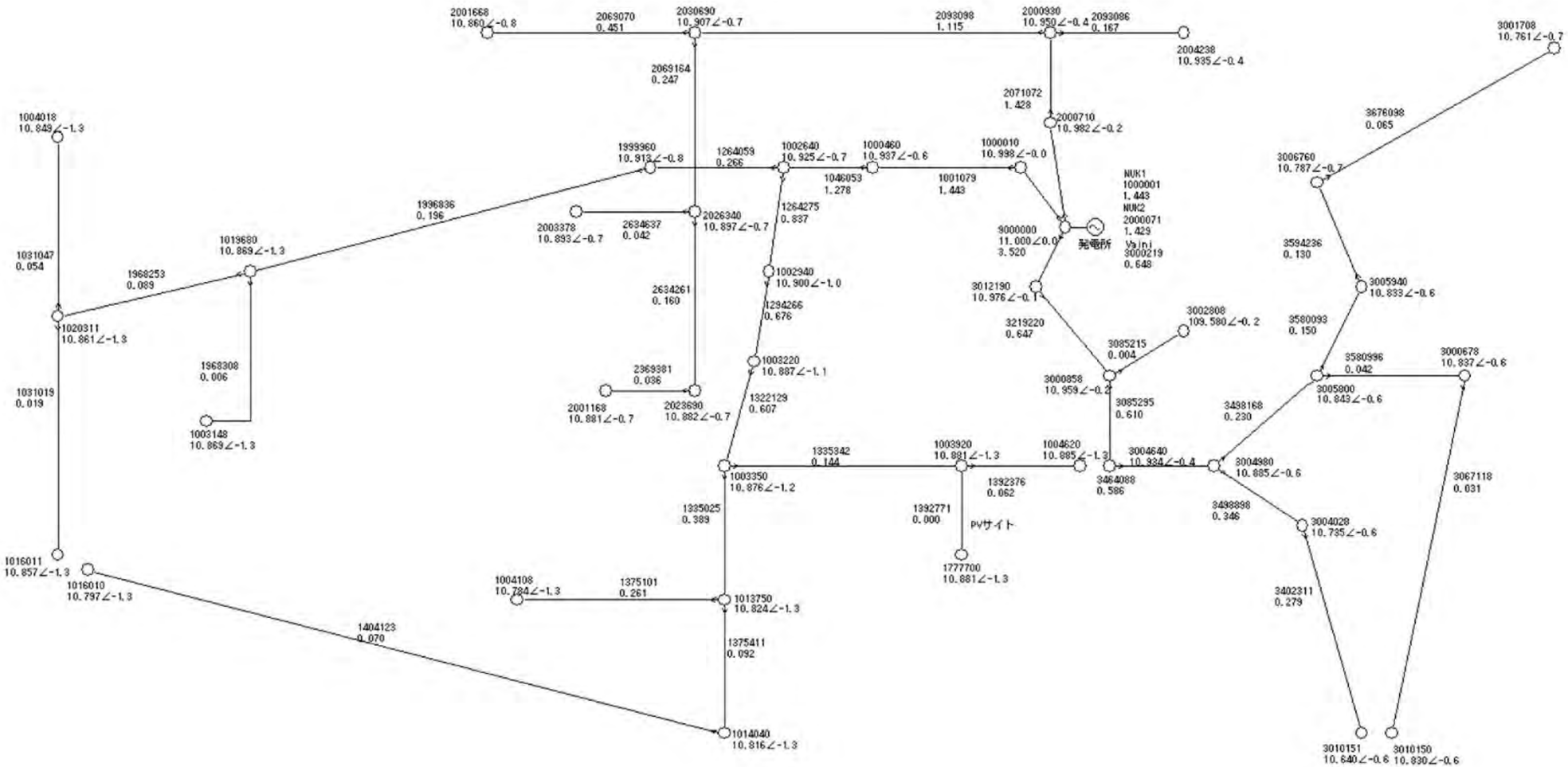
図 2.2　V1-Vaini-OP　軽負荷断面　Vaini フィーダ接続　ＰＶ出力なし　潮流図



PVサイト　Vainiフィーダ接続　PV定格出力

[断面]　　2012年7月15日 14:00
[負荷量]　　3521 [KW]

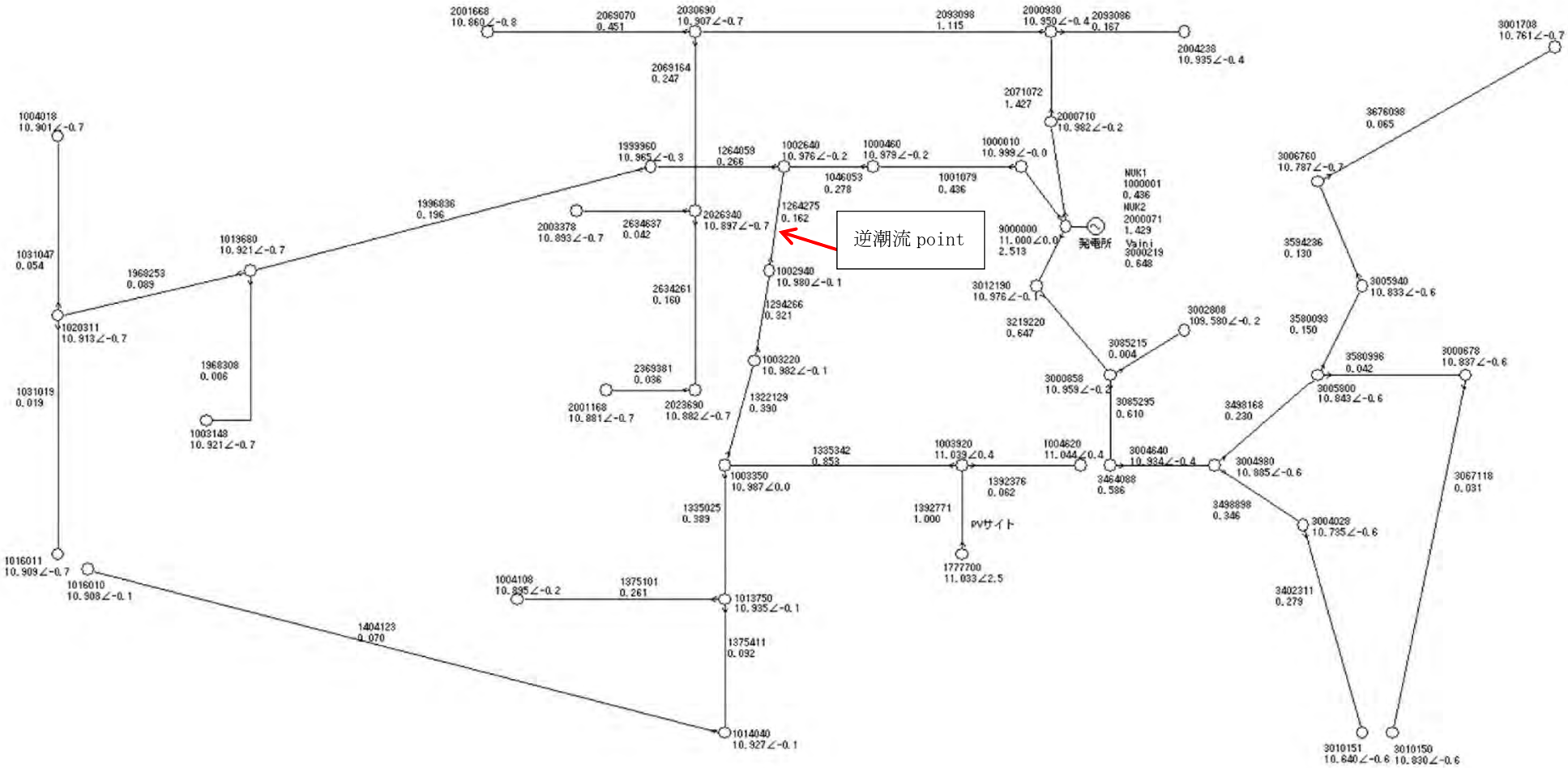
図 2.3　V2-Vaini-OP-PV　軽負荷断面　Vaini フィーダ接続　ＰＶ定格出力　潮流図



PVサイト　NUK1フィーダ接続　PV出力なし

[断面]　　2012年7月15日 14:00
[負荷量]　　3521 [KW]

図 2.4　V3-NUK1-OP　軽負荷断面　NUK1 フィーダ接続　ＰＶ出力なし　潮流図



PVサイト　NUK1フィーダ接続　PV定格出力

[断面]　　2012年7月15日　　14:00
[負荷量]　　3521 [KW]

図 2.5　V4-NUK1-OP-PV　軽負荷断面　NUK1 フィーダ接続　ＰＶ定格出力　潮流図

トンガタプ島潮流解析結果　その2　重負荷断面解析

[断面]　2012年1月18日　14:15
[負荷量]　6983 [KW]
[送り出し潮流]

NUK1[KW]	NUK2[KW]	Vaini[KW]
2487	3604	892

[送り出し電圧]　11 [KV]
[新設PVサイト]　1000 [KW]
[電圧評価基準]　230±10 [V]

解析ケース1 新設PVサイト　Vainiフィーダ接続

BUS名称	PV出力なし	PV定格出力	電圧変動量	
	11KV換算	11KV換算	11KV換算	230V換算
GEN	11	11	0	0
H00001	10.9934	10.9934	0	0
H00046	10.8493	10.8493	0	0
H00264	10.8196	10.8196	0	0
H00294	10.7646	10.7646	0	0
H00322	10.7371	10.7371	0	0
H00335	10.7151	10.7151	0	0
H01375	10.6139	10.6139	0	0
T0410	10.5358	10.5358	0	0
H01601	10.5622	10.5622	0	0
H02031-1	10.6524	10.6524	0	0
T0401	10.6293	10.6293	0	0
H01601-1	10.6447	10.6447	0	0
H00071	10.945	10.945	0	0
H00093	10.857	10.857	0	0
T0423	10.8196	10.8196	0	0
H03069	10.7327	10.7327	0	0
T0166	10.6139	10.6139	0	0
T0337	10.6975	10.6975	0	0
T0116	10.6656	10.6656	0	0
H00464	10.945	11.0055	0.0605	1.265
H00336	10.9329	11.0638	0.1309	2.737
H00580	10.8471	10.9076	0.0605	1.265
H01219	10.9692	11.0033	0.0341	0.713
H00464	10.945	11.0055	0.0605	1.265
H00498	10.8911	10.9527	0.0616	1.288
H01015-1	10.6282	10.6909	0.0627	1.311
H00580	10.8471	10.9076	0.0605	1.265
H01015	10.8328	10.8933	0.0605	1.265
T0170	10.7591	10.8207	0.0616	1.288
H77770	10.9384	11.0627	0.1243	2.599

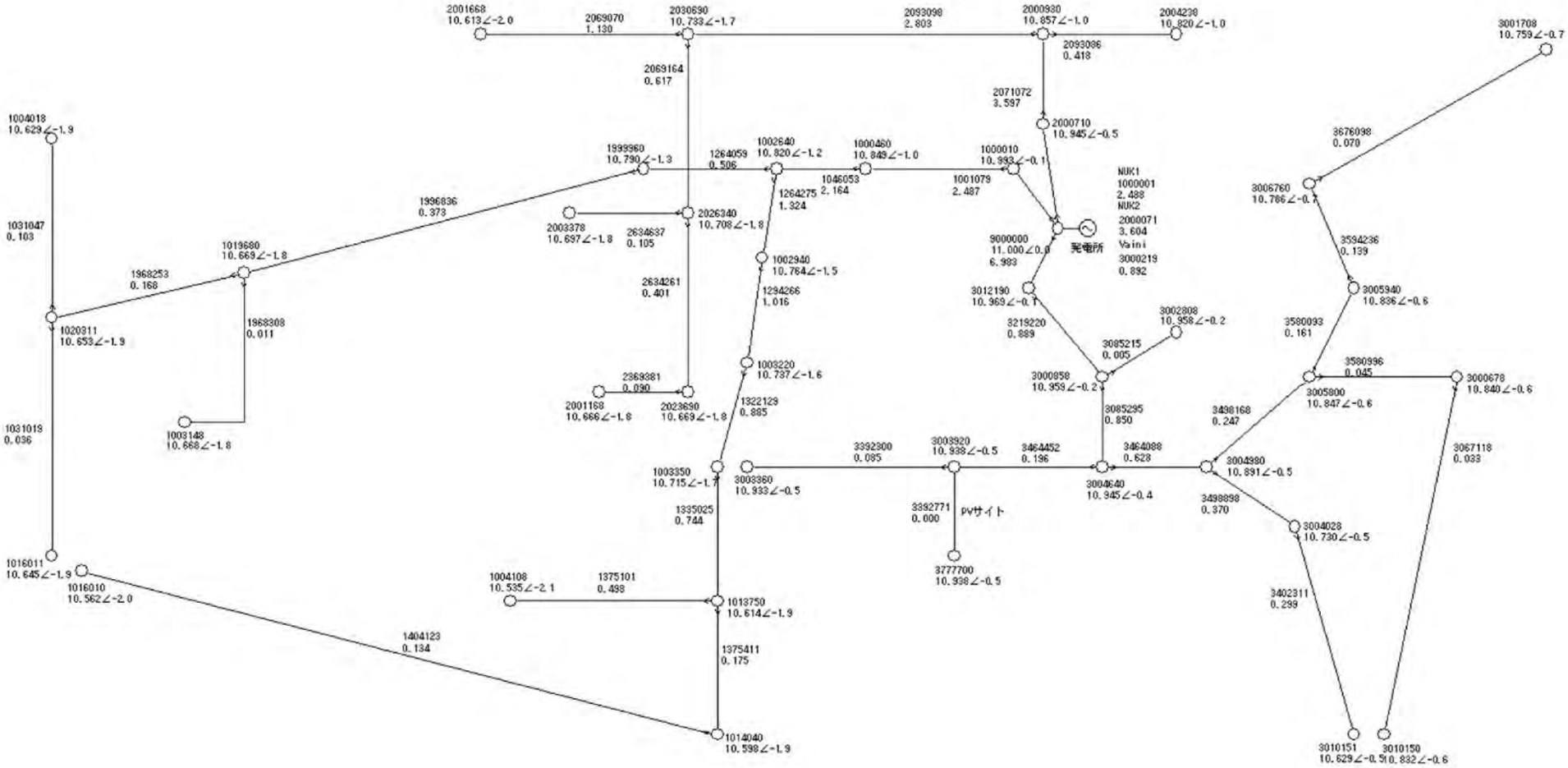
FROM BUS	TO BUS	有効電力潮流	
		PVなし	PVあり
H90000	H01219	892	-108
H01219	H01220	889	-108
H01220	T0085	864	-133
T0085	T0295	850	-147
T0295	T0230	844	-152
T0230	H00464	824	-171
H00464	H00452	196	-800
H00452	H00451	193	-803
H00451	T0380	190	-806
T0380	T0355	184	-812
T0355	H00439	184	-812
H00439	T0084	181	-816
T0084	H00435	176	-822
H00435	H00428	145	-852
H00428	T0377	145	-852
T0377	T0382	136	-862
T0382	H00408	127	-872
H00408	T0376	121	-878
T0376	H00392	112	-888

解析ケース2 新設PVサイト　NUK1フィーダ接続

BUS名称	PV出力なし	PV定格出力	電圧変動量	
	11KV換算	11KV換算	11KV換算	230V換算
GEN	11	11	0	0
H00001	10.9945	10.9956	0.0011	0.023
H00046	10.8614	10.9065	0.0451	0.943
H00264	10.8339	10.8889	0.055	1.15
H00294	10.78	10.8647	0.0847	1.771
H00322	10.7536	10.8537	0.1001	2.093
H00335	10.7316	10.8471	0.1155	2.415
H00462	10.7316	10.8955	0.1639	3.427
H01375	10.6414	10.758	0.1166	2.438
T0410	10.571	10.6876	0.1166	2.438
H01601	10.5941	10.7118	0.1177	2.461
H02031-1	10.6887	10.7448	0.0561	1.173
T0401	10.6678	10.7239	0.0561	1.173
H01601-1	10.6821	10.7382	0.0561	1.173
H00071	10.945	10.945	0	0
H00093	10.857	10.857	0	0
T0423	10.8196	10.8196	0	0
H03069	10.7327	10.7327	0	0
T0166	10.6139	10.6139	0	0
T0337	10.6975	10.6975	0	0
T0116	10.6656	10.6656	0	0
H00464	10.9021	10.9021	0	0
H00580	10.7734	10.7734	0	0
H01219	10.9659	10.9659	0	0
H00464	10.9021	10.9021	0	0
H00498	10.8306	10.8306	0	0
H01015-1	10.4918	10.4918	0	0
H00580	10.7734	10.7734	0	0
H01015	10.7547	10.7547	0	0
T0170	10.6601	10.6601	0	0
H77770	10.7294	10.8878	0.1584	3.312

FROM BUS	TO BUS	有効電力潮流	
		PVなし	PVあり
H00046	H00053	2195	1186
H00053	T0258	2146	1138
T0258	H00058	2073	1067
H00058	H00264	2072	1066
H00264	H00275	1439	433
H00275	T0274	1438	433
T0274	T0271	1413	409
T0271	H00286	1400	397
H00286	H03093	1376	373
H03093	H00292	1352	350
H00292	H00294	1351	350
H00294	T0266	1160	160
T0266	T0396	1148	148
T0396	T0265	1135	136
T0265	H00322	1111	112
H00322	T0129	1042	43
T0129	H00329	1041	43
H00329	T0135	922	-76
T0135	H00335	915	-83
H00335	H00342	246	-751
H00342	T0426	242	-755
T0426	H00353	215	-782
H00353	H00355	208	-790
H00355	T0131	201	-797
T0131	H00364	183	-815
H00364	T0106	176	-822
T0106	T0074	158	-841
T0074	T0378	158	-841
T0378	T0300	146	-853
T0300	H00392	139	-861

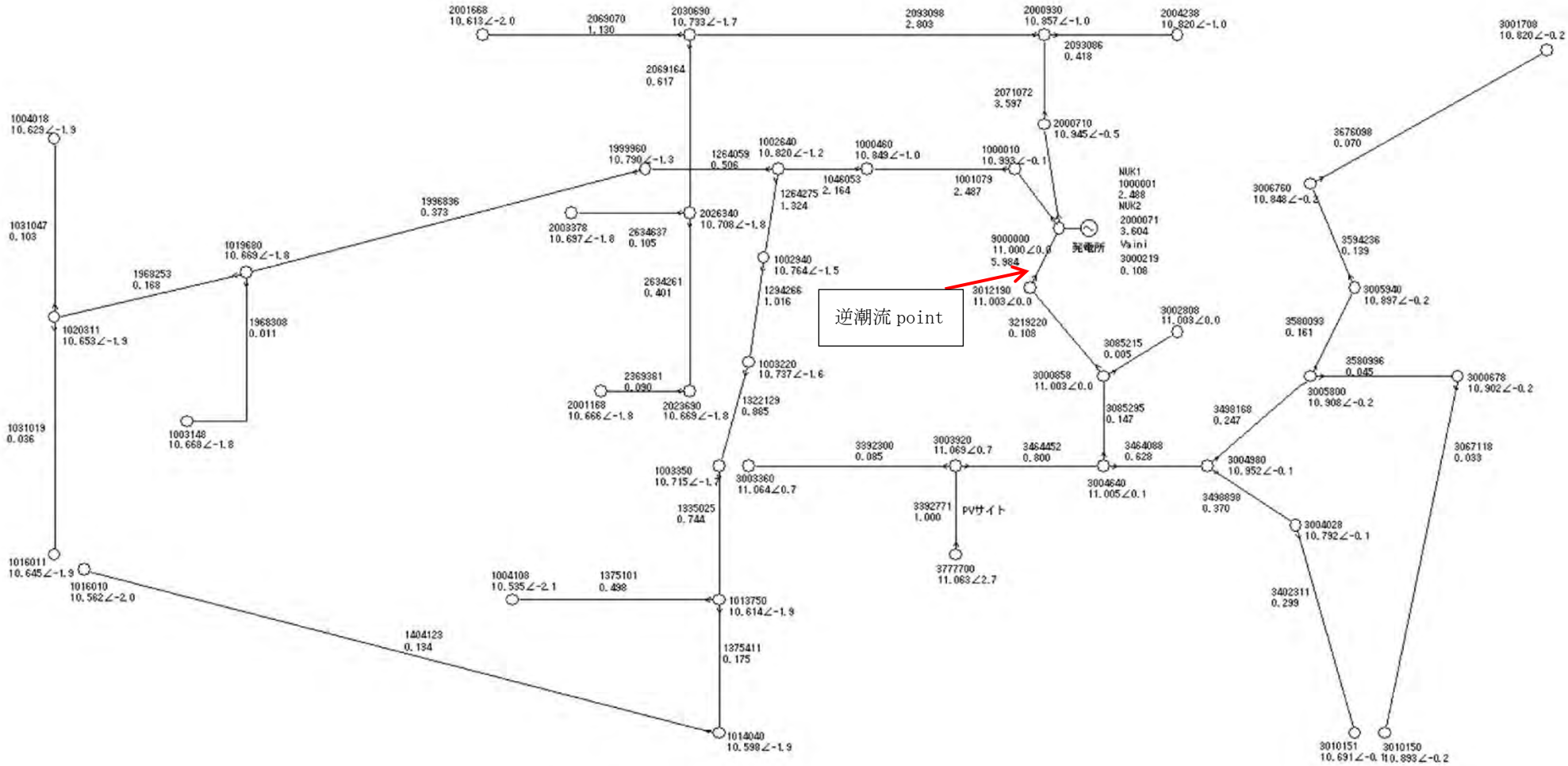
図 2.6　重負荷断面　解析結果のまとめ



PVサイト　Vainiフィーダ接続　PV出力なし

[断面]　　2012年1月18日 14:15
[負荷量]　　6983 [KW]

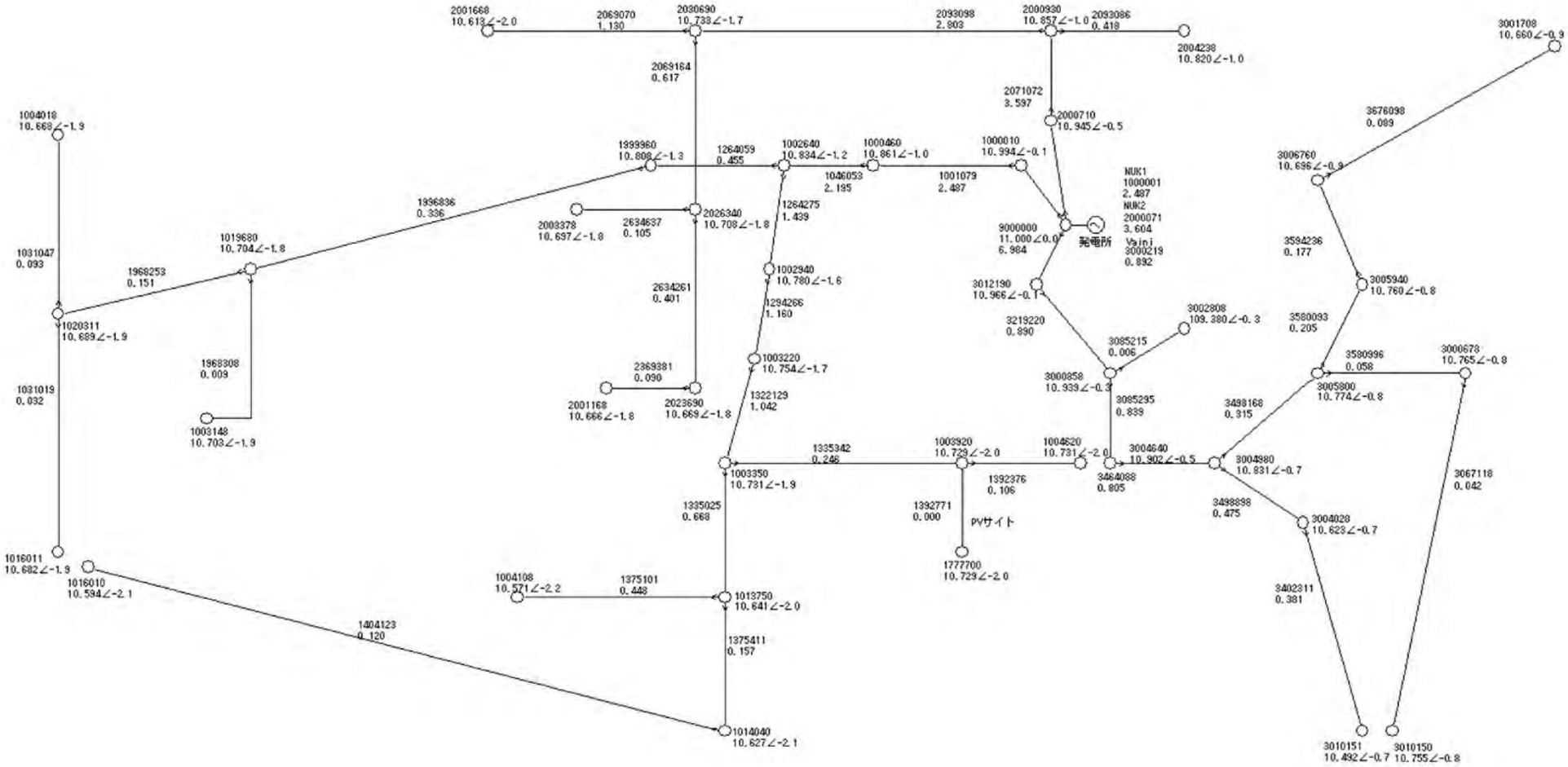
図 2.7　V5-Vaini-P　重負荷断面　Vaini フィーダ接続　ＰＶ出力なし　潮流図



PVサイト　Vainiフィーダ接続　PV定格出力

[断面]　　2012年1月18日 14:15
[負荷量]　　6983 [KW]

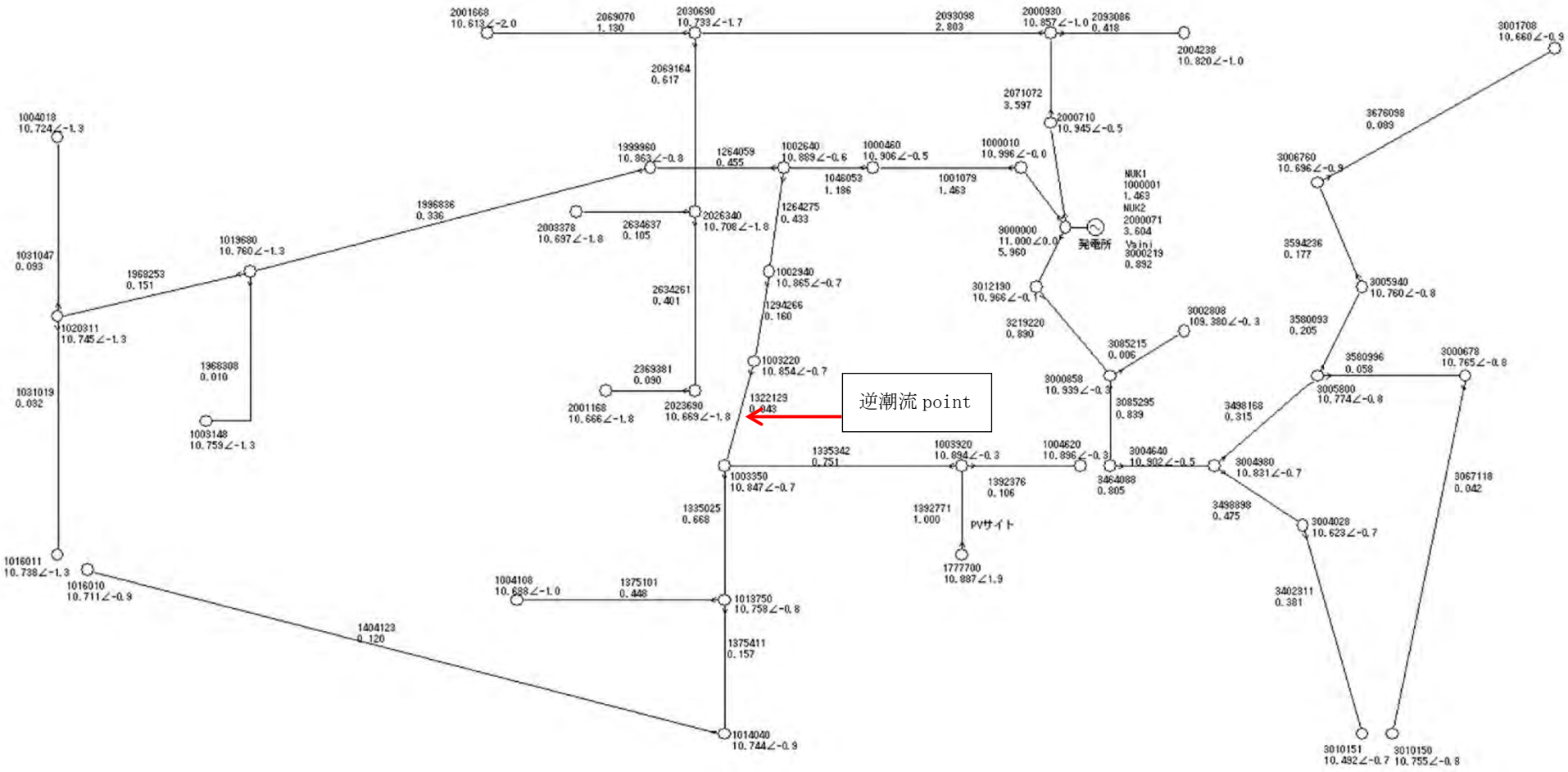
図 2.8　V6-Vaini-P-PV　重負荷断面　Vaini フィーダ接続　ＰＶ定格出力　潮流図



PVサイト　NUK1フィーダ接続　PV出力なし

[断面]　　2012年1月18日 14:15
[負荷量]　　6983 [KW]

図 2.9　V7-NUK1-P　重負荷断面　NUK1 フィーダ接続　ＰＶ出力なし　潮流図



PVサイト　NUK1フィーダ接続　PV定格出力

[断面]　　2012年1月18日 14:15
[負荷量]　　6983 [KW]

図 2.10　V8-NUK1-P　重負荷断面　NUK1 フィーダ接続　ＰＶ定格出力　潮流図

３．周波数変動量の評価解析

３．１　PV 出力変動規模の見極め

(1)　解析概要

日射量の急変により PV 出力が変化した場合の過渡解析を行い,周波数変動量を評価した。その際，蓄電池変換器容量をパラメタとして導入量の評価も行った。①～③に解析条件および評価方法などを示す。

① パラメタ

・PV 出力（急減）

/変化量　：50%（新設 PV＋既設 PV＝1150kW)，80%（1840kW)

/継続時間：5 秒，10 秒

・蓄電池変換器容量

/各サイト 250kW(合計 500kW)，500kW(1000kW)，750kW(1500kW)

② モデル

各モデルとモデル作成時の留意点を示す。

〇配電系統

・静特性モデル（２．で作成したモデル）の中で，周波数変動幅が大きくあらわれる軽負荷断面をベース断面とした

・発電機の並列台数は，既設 PV サイト運開後の現地運用実績を参考にした

負荷追従用発電機(CAT 機)3 台並列：G2,G3,G6

〇発電機モデル

・初期出力：407[kW]（3 台同様，Vaini フィーダ接続,NUK1 フィーダ接続とも同様)

〇AVR モデル

〇GOV モデル

〇蓄電池モデル

〇PV モデル

・ランプ状変化

サイト容量の異なる新設サイトと既設サイトに対し同じ変化率[%/sec]で与えるため，変化量は異なる。

③ 評価方法

・運用値範囲内（周波数＋0.2Hz～－0.1Hz）におさまることを確認する。

(2)　ケース一覧

(1)の条件をもとに作成した検討ケースは，以下の 16 ケースとした。ベースケースは，PV 出力が 50%/10sec にて急減するケースとした。

ベースケースは，ご提供いただいた 10 秒サンプリングの実測データ（120829.xlsx，120830.xlsx，120831.xlsx，120901.xlsx，120902.xlsx）における，PV の最大急減量 558kW/10sec(43%/10s)(120902.xlsx より)を参考に設定した。

表 3.1　周波数変動の評価解析　ケース一覧

ケース名	潮流断面 ケース名	PV 出力 （新設+既設）	蓄電池 容量	備考
F1-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D500	V2-Vaini-OP-PV	50%/10sec⇒1.15MW 急減	500kW	ベース
F2-V2-Vaini-OP-PV-50P5S-D500		50%/5sec⇒1.15MW 急減		
F3-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D250		50%/10sec⇒1.15MW 急減	250kW	
F4-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D750		50%/10sec⇒1.15MW 急減	750kW	
F5-V2-Vaini-OP-PV-80P10S-D500		80%/10sec⇒1.84MW 急減	500kW	参考
F6-V2-Vaini-OP-PV-80P5S-D500		80%/5sec⇒1.84MW 急減		
F7-V2-Vaini-OP-PV-80P10S-D250		80%/10sec⇒1.84MW 急減	250kW	
F8-V2-Vaini-OP-PV-80P10S-D750		80%/10sec⇒1.84MW 急減	750kW	
F9-V4-NUK1-OP-PV-50P10S-D500	V4-NUK1-OP-PV	50%/10sec⇒1.15MW 急減	500kW	ベース
F10-V4-NUK1-OP-PV-50P5S-D500		50%/5sec⇒1.15MW 急減		
F11-V4-NUK1-OP-PV-50P10S-D250		50%/10sec⇒1.15MW 急減	250kW	
F12-V4-NUk1-OP-PV-50P10S-D750		50%/10sec⇒1.15MW 急減	750kW	
F13-V4-NUK1-OP-PV-80P10S-D500		80%/10sec⇒1.84MW 急減	500kW	参考
F14-V4-NUK1-OP-PV-80P5S-D500		80%/5sec⇒1.84MW 急減		
F15-V4-NUK1-OP-PV-80P10S-D250		80%/10sec⇒1.84MW 急減	250kW	
F16-V4-NUK1-OP-PV-80P10S-D750		80%/10sec⇒1.84MW 急減	750kW	

(3)　解析結果と評価

Vaini フィーダ接続：

表 3.2 に各ケースの周波数のボトム値を載せる。また，ケース F1…,F2…,F5…,F6…の周波数波形を図 3.1，ケース F1…,F3…,F4…の周波数波形を図 3.2 に載せる。

蓄電池変換器容量を 500kW とした場合，ベースケースとした F1…のケース(50%/10 sec)では，周波数の運用範囲を 0.03Hz ほど逸脱した。さらに 50%/5 sec のケース(F2…)では，約 0.05Hz の逸脱が見られた。より厳しい 80%/10 sec (F5…)，80%/5 sec (F6…)ではさらに周波数の低下が大きくなった。実測データからはこれらのケースは想定しにくいため，以降参考ケースとさせていただく。

ベースケースにおいて蓄電池変換器容量を変化させた場合， 750kW においてはほとんど周波数低下がみられず， 250kW においては約 0.3Hz 低下し厳しい結果となっている。

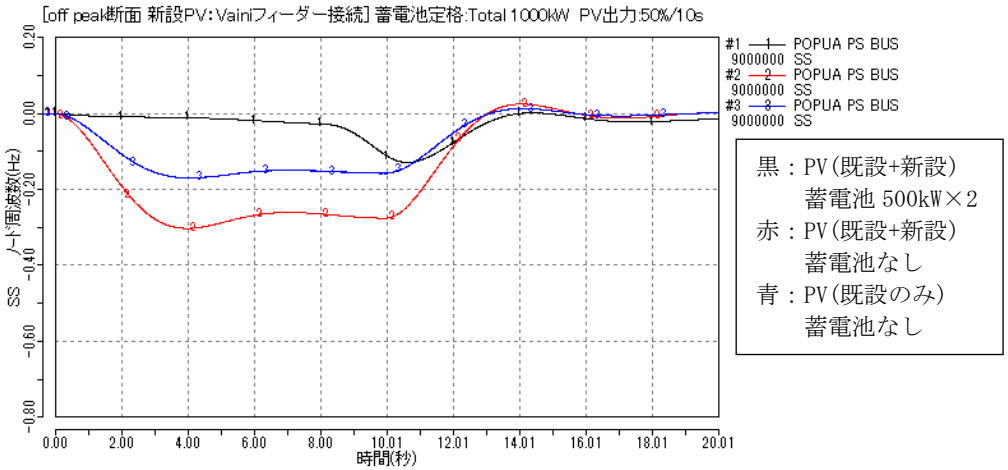
今回の結果からは，蓄電池変換器容量 500kW 以上の蓄電池を用いることが有効であると確認された。

蓄電池設置ケースにおいて数秒後に周波数低下が顕著に現れるのは，蓄電池出力が変換器容量の定格に達した後，不足分をディーゼル発電機にて補っているが，ディーゼル発電機の応答速度が蓄電池より遅いために周波数が低下したことによる。

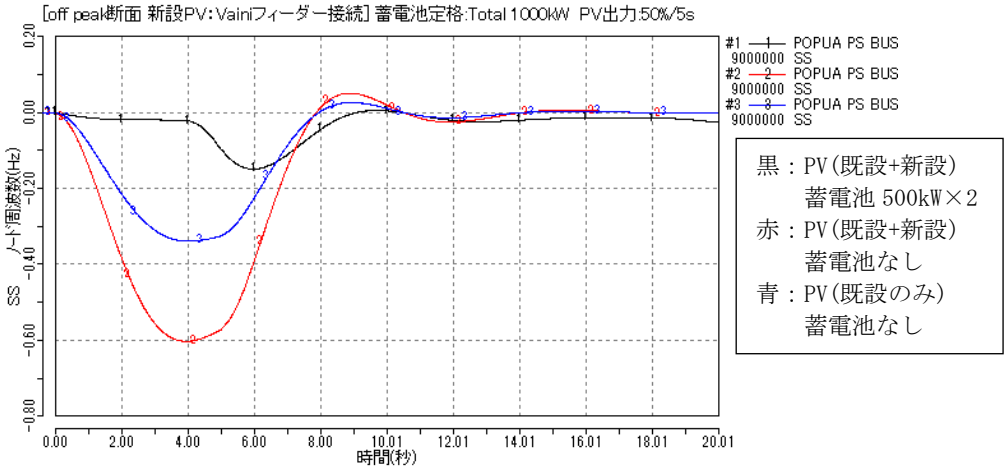
表 3.2　Vaini フィーダ接続ケースにおける周波数のボトム値

ケース名	周波数ボトム値 [Hz]	時間 [sec]
F1-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D500	-0.13	10.62
F2-V2-Vaini-OP-PV-50P5S-D500	-0.15	5.97
F3-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D250	-0.29	8.69
F4-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D750	-0.04	14.44
F5-V2-Vaini-OP-PV-80P10S-D500	-0.46	9.98
F6-V2-Vaini-OP-PV-80P5S-D500	-0.73	5.48

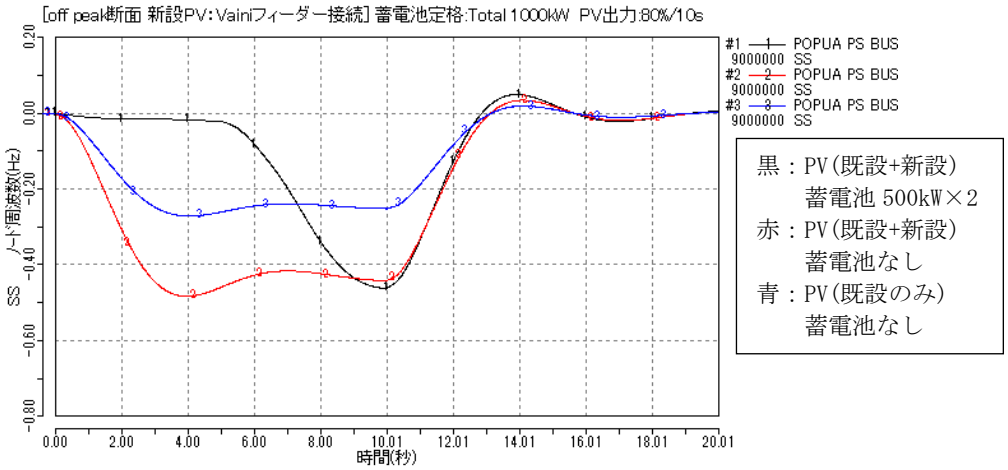
PV 出力急減
50%/10 秒



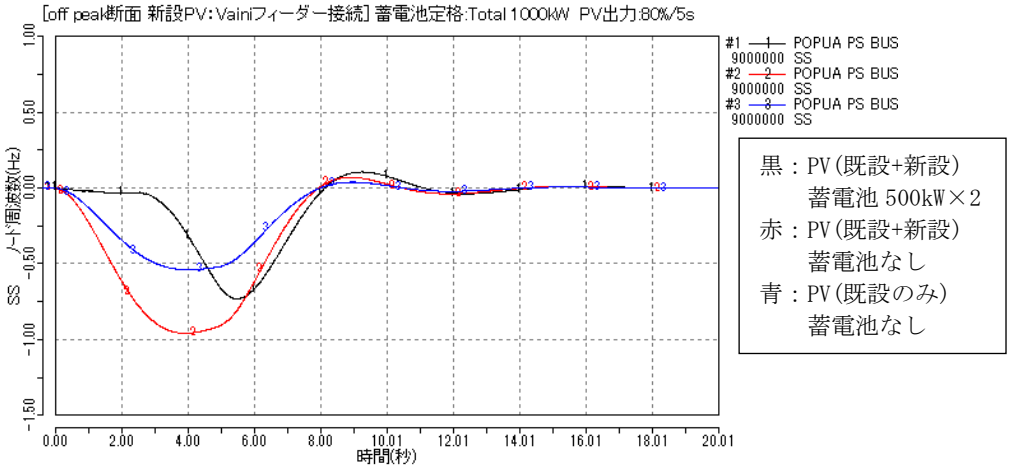
PV 出力急減
50%/5 秒



PV 出力急減
80%/10 秒



PV 出力急減
80%/5 秒



※レンジ注

図 3.1　ケース F1, F2, F5, F6 の周波数の比較結果【蓄電池 500kW での比較】

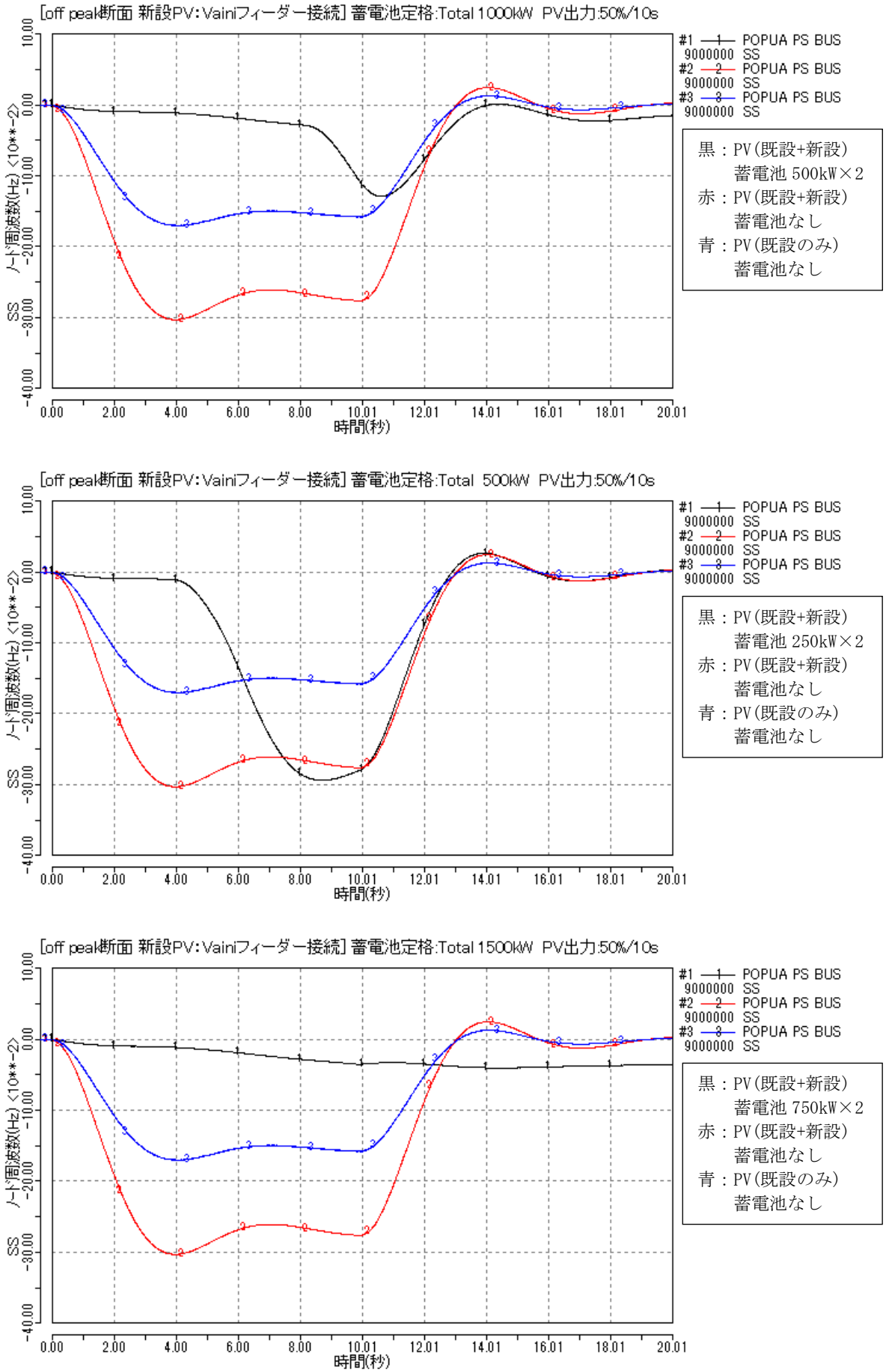


図 3.2　ケース F1, F3, F4 の周波数の比較結果【蓄電池 500kW, 250kW, 750kW の比較】

NUK1 フィーダ接続：

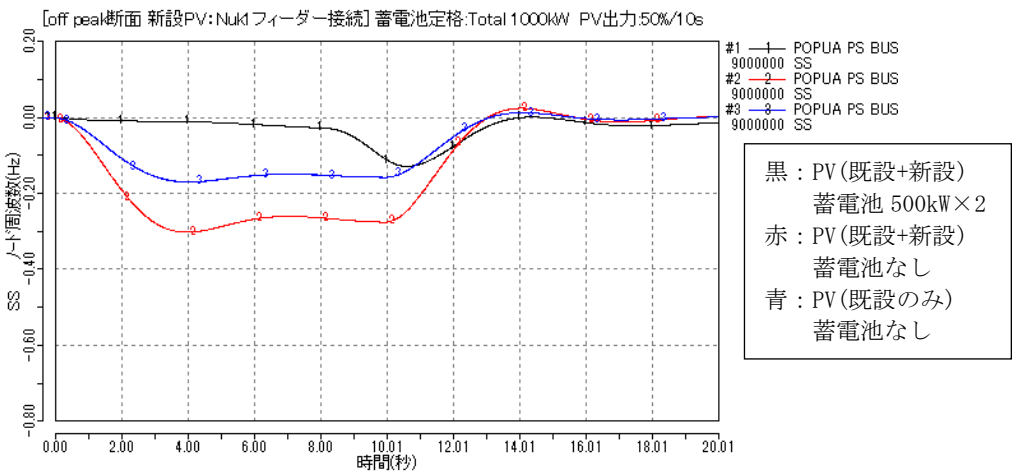
表 3.3 に各ケースの周波数のボトム値を載せる。また，ケース F9…,F10…,F13…,F14…の周波数波形を図 3.3，ケース F9…,F11…,F12…の周波数波形を図 3.4 に載せる。

結果より，Vaini フィーダ接続と傾向は全く同じになった。

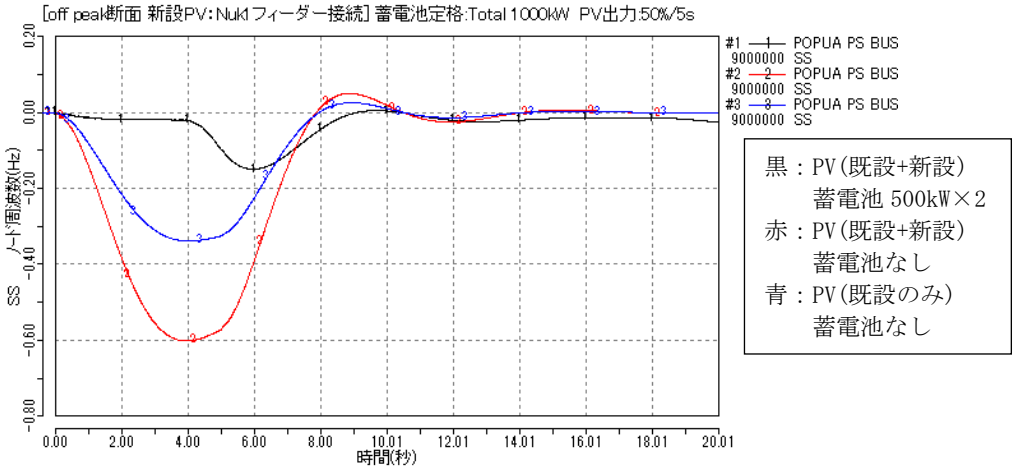
表 3.3　NUK1 フィーダ接続ケースにおける周波数のボトム値

ケース名	周波数ボトム値 [Hz]	時間 [sec]
F9-V4-NUK1-OP-PV-50P10S-D500	-0.13	10.59
F10-V4-NUK1-OP-PV-50P5S-D500	-0.15	5.96
F11-V4-NUK1-OP-PV-50P10S-D250	-0.29	8.7
F12-V4-NUk1-OP-PV-50P10S-D750	-0.04	14.53
F13-V4-NUK1-OP-PV-80P10S-D500	-0.46	9.67
F14-V4-NUK1-OP-PV-80P5S-D500	-0.73	5.48

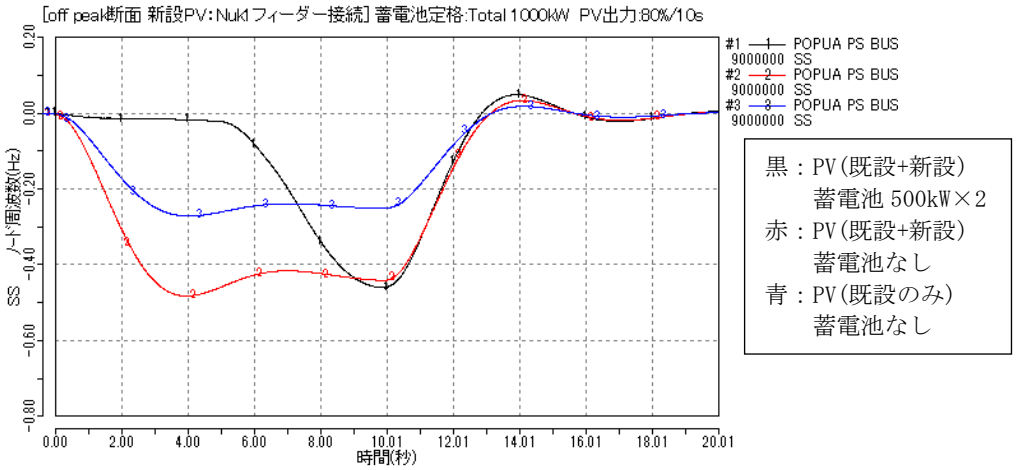
PV 出力急減
50%/10 秒



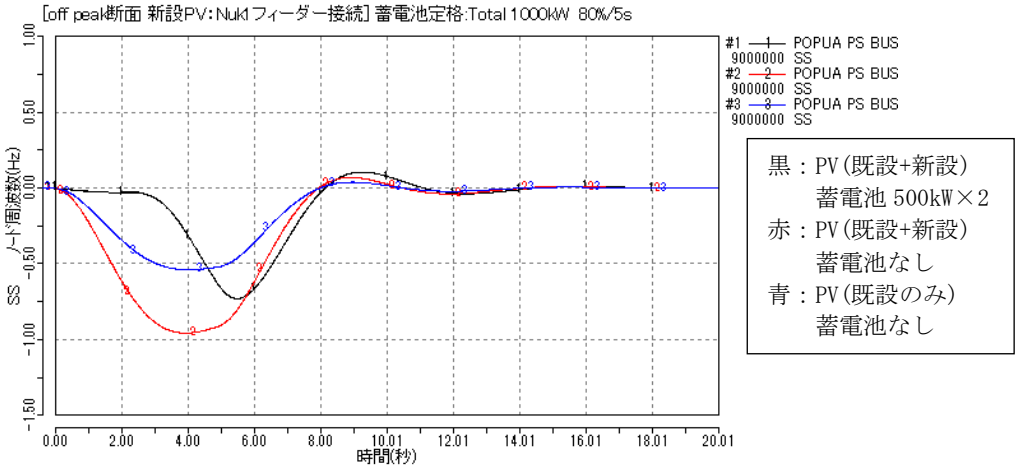
PV 出力急減
50%/5 秒



PV 出力急減
80%/10 秒



PV 出力急減
80%/5 秒



※レンジ注

図 3.3　ケース F9, F10, F13, F14 の周波数の比較結果【蓄電池 500kW での比較】

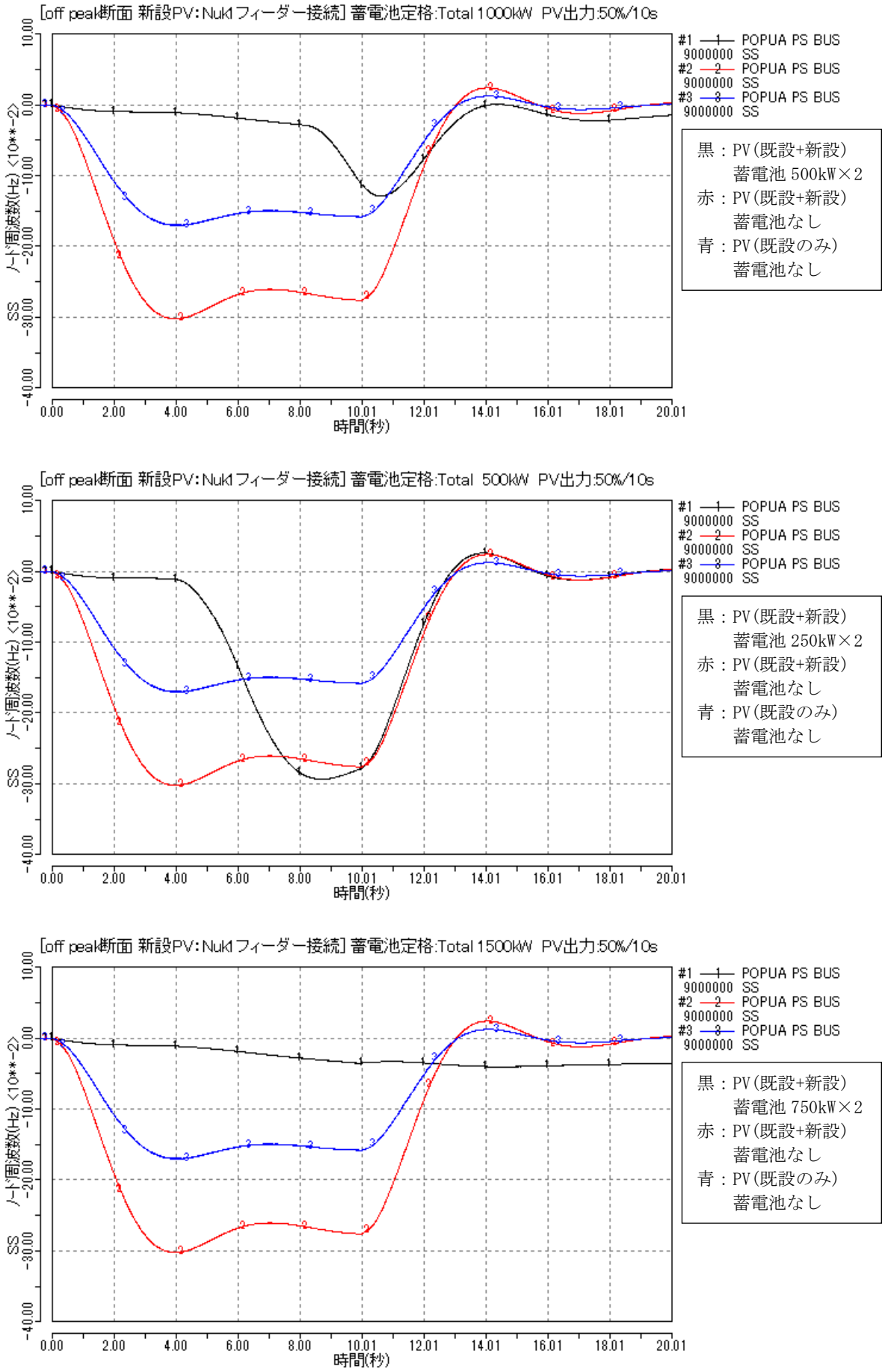


図 3.4　ケース F9, F11, F12 の周波数の比較結果【蓄電池 500kW, 250kW, 750kW の比較】

(4)　評価における総括

最後に，解析条件および結果に対する留意点をまとめる。

〇解析結果について

Vaini またはNUK1 への接続先変更による電圧解析の評価結果の差異は認められなかった。

・電圧変動については，評価基準である 230±10[V]の範囲に収まることが確認された。

・周波数変動量については，日射量変動による PV 出力急変を想定し解析を行なったが，500kW 以上の蓄電池を用いることで，ほぼ運用値範囲内（周波数＋0.2Hz～－0.1Hz）に収まることが確認された。なおこの運用値は日本国内島嶼地域における周波数管理目標値である±0.3Hz より厳しい設定である。

〇電圧変動量評価解析に関する留意点

・現状系統における発電所構内 BUS 電圧と東西の配電線末端電圧の実測値より，潮流解析結果の電圧低下幅の妥当性の確認を行うことが望ましい（図 2.2 潮流図参照）。

〇周波数変動量評価解析に関する留意点

・ご提供いただいた 10 秒サンプリングの情報のみでは，トンガタプ島における日射量変動による PV 出力の変化速度に対する想定の妥当性について確認ができたとは言えない。解析条件の想定には，年間を通じて観測された 1 秒サンプリング以下の実測値を分析することが望ましい。

なお本解析では，　2012/08/29～2012/09/02 での実測値より，最大 558kW/10sec（43%/10sec）の出力変動を確認し，それを基準に変化速度を想定している。

・ガバナの応答特性の想定については，10 秒サンプリングの実測値を用いて制御系定数を調整しているため，実機の特性が想定より優れている可能性がある。その場合，PV 出力急減に対する追従性能が高まるため周波数の低下幅は減少する。

GOV モデルの精度を高めるには,1 秒サンプリング以下の実測値やガバナの応答特性(例えば，負荷遮断試験実測値）などが必要となる。

・発電機並列台数は，オフピーク断面にて既設 PV に対する予備力を考慮した現地の運用を参考に，負荷追従用発電機(CAT 機)を 3 台並列した。これを 2 台並列とすれば周波数変動量はより大きくなり，4 台並列とすればより小さくなる。

新設 PV 導入後の並列台数については，予備力と運転可能最低出力を留意して運用する必要がある。

・蓄電池モデルは，電池容量の大きい鉛蓄電池を想定し変換器容量のみ考慮したモデルとしているため，電池容量は無限大と等価である。キャパシタを使用する場合には，充電容量や残存容量に留意する必要がある。

・新旧 2 箇所の PV サイトは地理的に離れているため，平滑化効果が見込まれるが，今回の解析では考慮していない。同時刻に同じ変動を想定している。

３．２　既設ディーゼル発電機の追従性の確認

(1)　解析概要

ガバナモデルに既設のディーゼル発電設備の変化率制限リミッタを適用し，再度周波数変動量の評価解析を行った。①～④に解析条件および評価方法を示す。

① ガバナモデルの変更点

・5%/sec の変化率制限リミッタを設けた

② パラメタ

・ＰＶ出力（急減）

/変化量：50%（新設 PV＋既設 PV＝1150kW）

/継続時間：10msec，5sec，10sec

・蓄電池変換器容量

/各サイト 500kW(合計 1000kW)，750kW(合計 1500kW)

⇒前回結果より，蓄電池変換器容量が 250kW の場合は，周波数変動が運用値範囲を大幅に超え，750kW の場合は十分に安定サイドのため，基本解析は，各サイト 500kW とした

③ モデル

・前回解析と同様のため省略した（前回資料に詳細記載あり）

④ 評価方法

・運用値範囲内（周波数＋0.2Hz～－0.1Hz）におさまる蓄電池変換器容量を算定する

今回は，前回解析結果から蓄電池変換器容量を 500kW としているため，

ガバナモデルの変更により，周波数が運用値範囲内におさまるかを検討する

(2)　ケース一覧

(1)の条件をもとに作成した検討ケースは，以下 8 ケースとした。

蓄電池変換器容量が 750kW のケースは，最も急減が厳しい 50%/10msec のみの変動を模擬した。また，本ケースと現状系統との比較用ケースとして，既設 PV1.3MW に対して 50%の急減（変化幅は各ケースによる）を模擬し，さらに蓄電池なしを想定したケースを行った。

表 3.4　周波数変動量の解析　ケース一覧

ケース名	潮流断面 ケース名	PV 出力 （新設+既設）	蓄電池 変換器容量
F21-V2-Vaini-OP-PV-50P10MS-D500	V2-Vaini-OP-PV	50%/10msec⇒1.15MW 急減	500kW
F22-V2-Vaini-OP-PV-50P5S-D500		50%/5sec⇒1.15MW 急減	
F23-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D500		50%/10sec⇒1.15MW 急減	
F24-V2-Vaini-OP-PV-50P10MS-D750		50%/10msec⇒1.15MW 急減	750kW
F25-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500	V4-NUK1-OP-PV	50%/10msec⇒1.15MW 急減	500kW
F26-V4-NUK1-OP-PV-50P5S-D500		50%/5sec⇒1.15MW 急減	
F27-V4-NUK1-OP-PV-50P10S-D500		50%/10sec⇒1.15MW 急減	
F28-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D750		50%/10msec⇒1.15MW 急減	750kW

(3)　解析結果と評価

○Vaini フィーダ接続：

表 3.5 に各ケース(F21…～F24…)の周波数ボトム値を載せる。また，ケース F21…～F24 の周波数波形を図 3.5 に載せる（青線は各ケースの比較用の現状想定ケースである)。

蓄電池変換器容量が 500kW の場合，PV 出力がステップ上に変化する F21…においては，周波数ボトム値が約 0.2Hz と厳しい結果となった。また実測ベースのランプ状変化を想定した F22…，F23…は，周波数ボトム値が約 0.15Hz となった。ランプ状変化の変化率は，今回考慮した GOV 変化率制限値以下であるため，前回の報告で評価した GOV モデル改良前の結果と同じ結果が得られている。

蓄電池変換器容量 750kW の場合，F24…では周波数ボトム値が 0.08Hz となり，運用範囲内の-0.1Hz におさまっていることが確認できた。

○NUK1 フィーダ接続：

表 3.5 に各ケース(F25…～F28…)の周波数ボトム値を載せる。また，ケース F25…～F28…の周波数波形を図 3.6 に載せる（青線は，比較用ケース)。

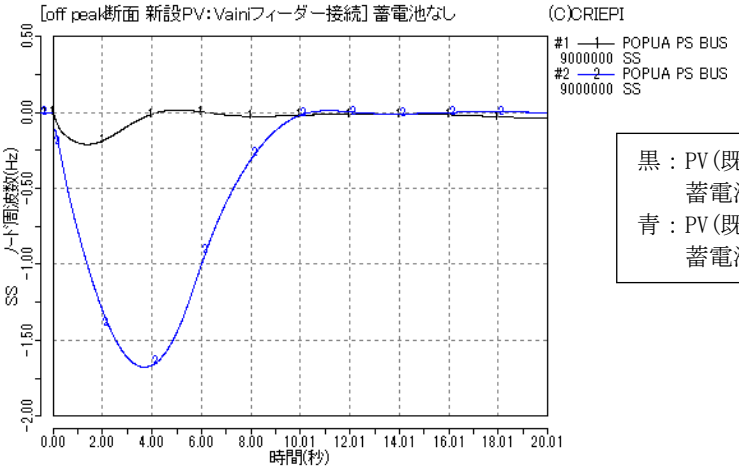
周波数波形およびボトム値より，Vaini フィーダ接続と傾向は同じになった。

表 3.5　各ケースの周波数ボトム値

ケース名	周波数ボトム値 [Hz]	時間 [sec]
F21-V2-Vaini-OP-PV-50P10MS-D500	-0.21	1.37
F22-V2-Vaini-OP-PV-50P5S-D500	-0.15	5.96
F23-V2-Vaini-OP-PV-50P10S-D500	-0.13	10.61
F24-V2-Vaini-OP-PV-50P10MS-D750	-0.08	0.41
F25-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500	-0.21	1.43
F26-V4-NUK1-OP-PV-50P5S-D500	-0.15	5.95
F27-V4-NUK1-OP-PV-50P10S-D500	-0.13	10.60
F28-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D750	-0.08	0.40

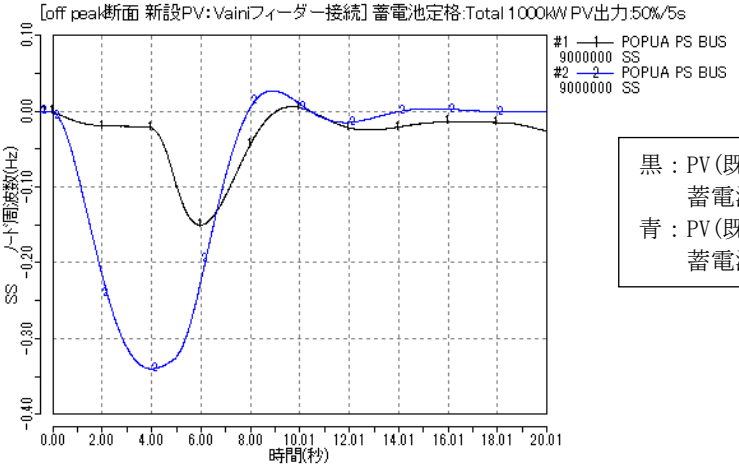
以上より，Vaini,NUK1 のどちらの接続においても，今回の運用値の範囲である-0.1Hz を最過酷ケースでは，0.11Hz 程超えているが，実測ベースでの急減においては，運用値範囲を 0.05Hz 超えるほどでおさまっている。日本国内島嶼地域における周波数許容偏差±0.3Hz を想定すれば，今回の評価に用いた運用値は厳しい設定条件となるため，いずれも問題のない範囲ではないかと思われる。

PV 出力急減
50%/10msec



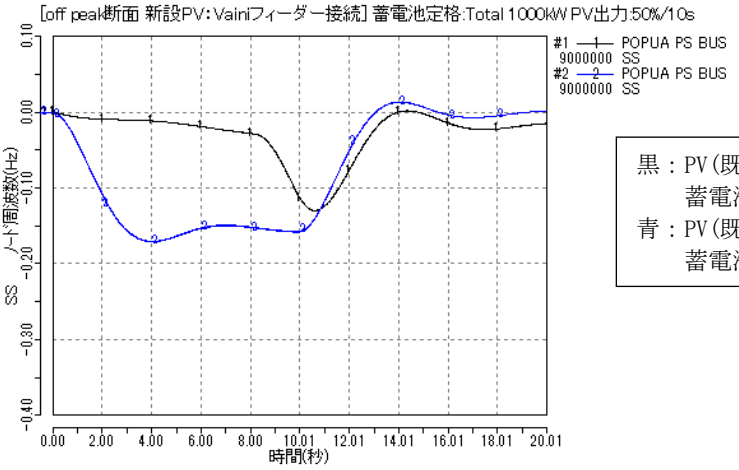
黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減
50%/5sec



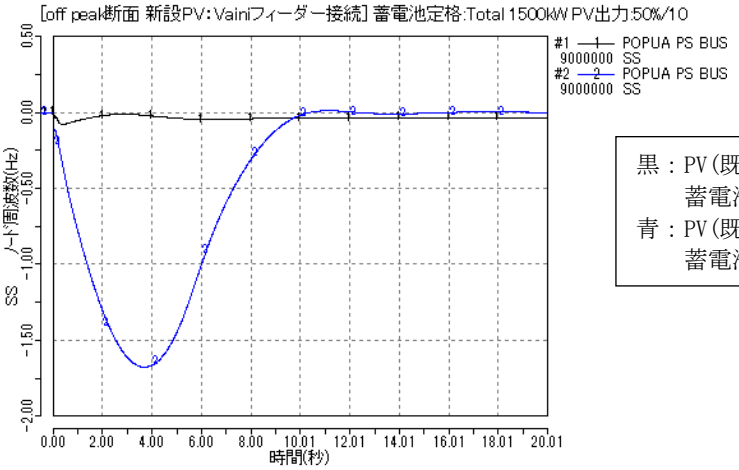
黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減
50%/10sec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減
50%/10msec

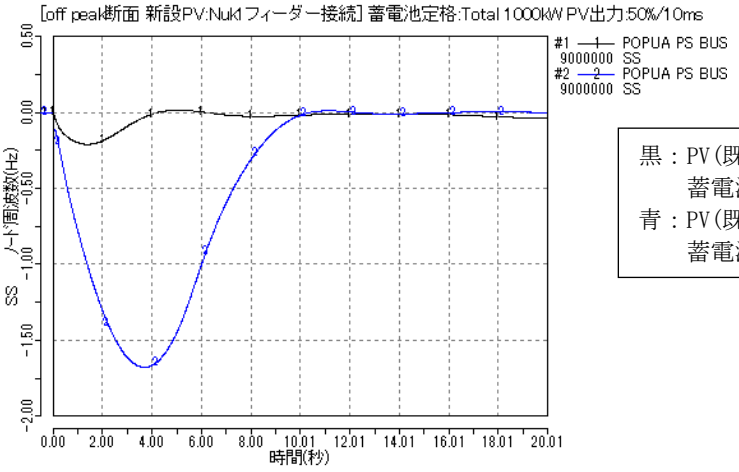


黒：PV(既設+新設)
蓄電池 750kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

図 3.5　PV 出力 50%時の変化幅の相違による周波数比較結果
【蓄電池 500kW,750kW / Vaini フィーダ接続】

PV 出力急減

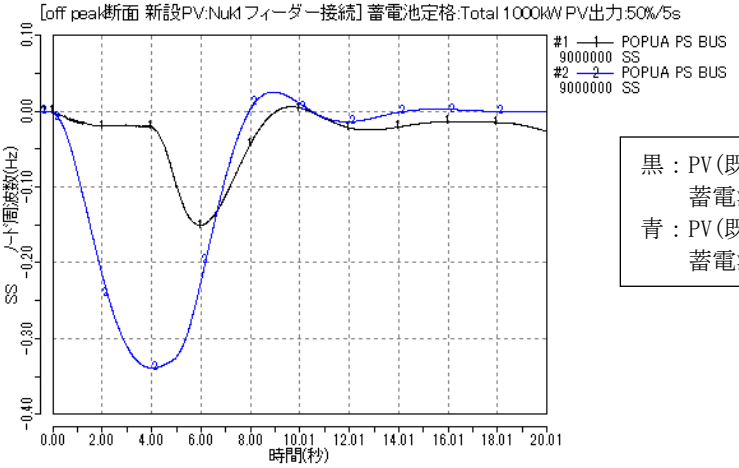
50%/10msec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減

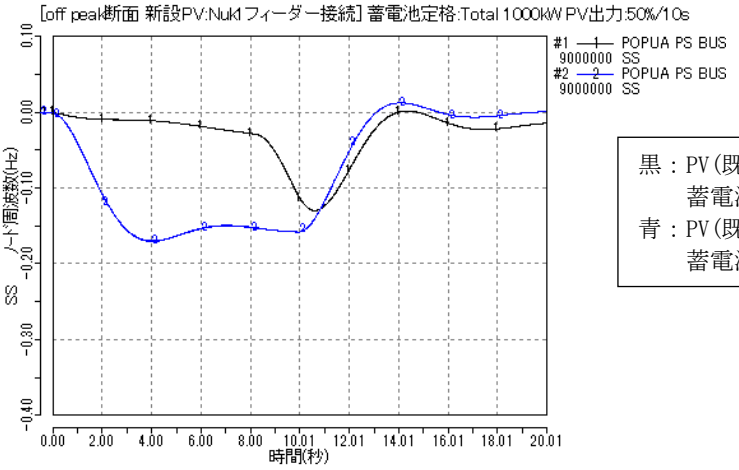
50%/5sec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減

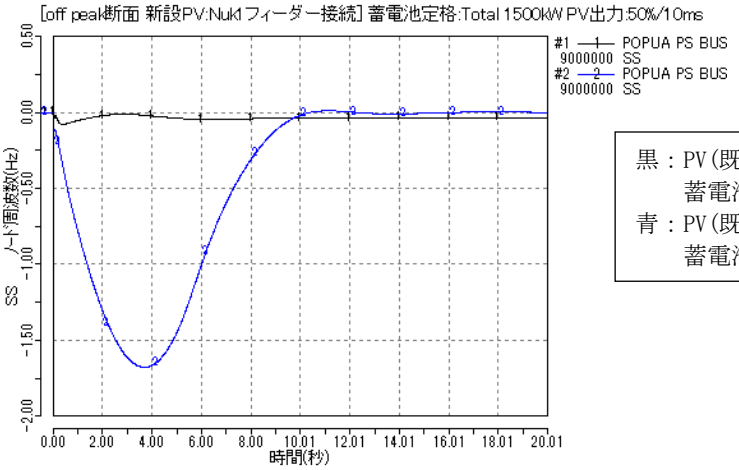
50%/10sec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減

50%/10msec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 750kW×2
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

図 3.6　PV 出力 50%時の変化幅の相違による周波数比較結果

【蓄電池 500kW, 750kW / NUK1 フィーダ接続】

３．３　蓄電設備の必要蓄電容量（エネルギー量）の評価

(1)　解析概要

蓄電設備容量のアワー評価を行うため，蓄電池モデルの動作に蓄電容量を考慮し、モデル化を行った。前回の蓄電池モデルにおいては，蓄電池容量 500[kW]定格出力後の充電容量補償（可変時定数制御）は，一次遅れ時定数を 60 秒としていたが，出力特性に加え、40sec，20sec，10sec の 3 ケースを追加検討した。

① 発電機，ガバナモデル

・CAT 機（高速ＤＧ機）3 台並列

・GOV：5%/sec の変化率制限モデル

② ＰＶ出力（急減）

/変化量：50%（新設＋既設 PV＝1150[kW]）

/継続時間：10msec

③ 蓄電池モデル

・蓄電池変換器容量

/各サイト 500[kW]（合計 1000[kW]）

・蓄電池容量 500[kW]出力後の可変時定数制御特性を以下とした。

/500[kW]/60sec，40sec，20sec，10sec　計 4 パターン

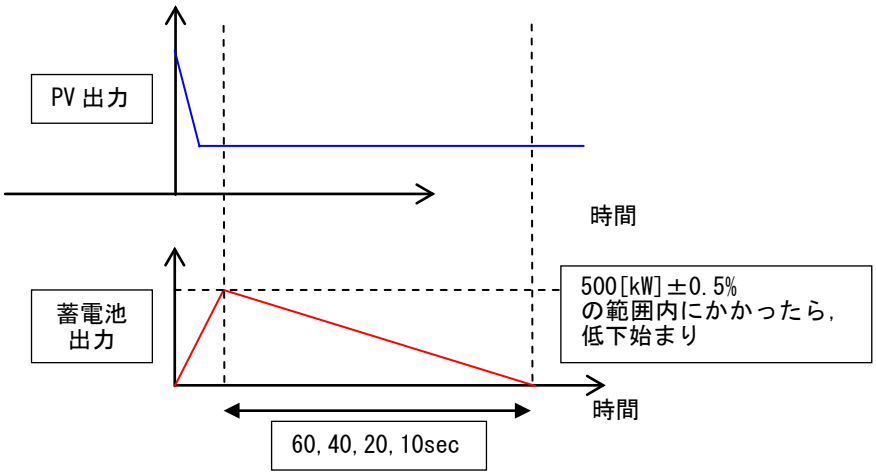


図 3.7　ＰＶ出力と蓄電池出力の動作

(2)　ケース一覧

系統断面は，今までどおりオフピーク断面とし，NUK1，Vaini フィーダ接続による差異は周波数変動に関しては見られないため，NUK1 フィーダ接続のみを解析対象とした。

(1)の条件をもとに作成した検討ケースは，以下 4 ケースとした。

表 3.6　周波数変動量の解析　ケース一覧

ケース名	PV 出力 (新設+既設)	蓄電池 変換器容量	変化速度 500[kW]/xxx
F31-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-60S	50%/10msec⇒1.15MW 急減	500kW	60sec
F32-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-40S			40sec
F33-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-20S			20sec
F34-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-10S			10sec

(3)　解析結果と評価

表 3.7 に各ケースの周波数ボトム値と周波数変動後の落ち着き先の値を載せる。

図 3.8 に各ケース(F31…～F34…)の周波数波形を載せる。また，現状想定ケースの比較用として，図 3.9 に周波数の比較波形を載せる（青線：現状想定ケースの周波数波形)。

○蓄電池の低下時の変化速度 500[kW]/60sec(8.33[kW]/sec)の解析結果

ＰＶの低下により，周波数のボトムは，-0.22[Hz]となる。10 秒付近では蓄電池出力とＤＧ出力の変化幅が一致するため，周波数変動も約-0.04[Hz]に落ち着く。60 秒付近にて蓄電池出力が 0.0[kW]になり，再びガバナが追従するため，周波数も変動する。変動後，再び出力の変化幅が一致し，周波数は約 0.0[Hz]となった。

○蓄電池の低下時の変化速度 500[kW]/40sec(12.50[kW]/sec)の解析結果

蓄電池の変化速度が 60 秒より約 4[kW]速くなるため，ＤＧ機の追従が遅れ周波数のボトムは 60 秒の解析より-0.01[Hz]低下する。同様にバランス後の周波数も約-0.06[Hz]に低下する。それ以降の動作は，60 秒時の動作傾向と同様である。

○蓄電池の低下時の変化速度 500[kW]/20sec(25.00[kW]/sec)，
500[kW]/10sec(50.00[kW]/sec)の解析結果

20 秒，10 秒の動作についても動作傾向は同様であるが，周波数ボトム値と変動後の落ち着き先の値は大きくなる。

表 3.7　各ケースの周波数ボトム値と周波数変動後の落ち着き先の値

ケース名	周波数ボトム値 [Hz]	時間 [sec]	周波数変動後の落ち着き先の値 [Hz]
F31-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-60S	-0.22	1.46	-0.04
F32-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-40S	-0.23	1.53	-0.06
F33-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-20S	-0.26	1.77	-0.12
F34-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-10S	-0.35	2.41	-0.24

以上より，最過酷想定のケースとなるＰＶが 50%低下し続けた場合，低下直後の周波数ボトム値は，運用値の範囲である-0.1[Hz]を超えている。但し，日本国内島嶼地域における周波数許容偏差±0.3[Hz]を想定すれば，F34…以外のケースは問題のない範囲ではないかと思われる。また周波数変動後の落ち着き先の値を確認した場合，運用値の-0.1[Hz]を超えている F33…,F34…を除けば F31…，F32…のケースは問題ない範囲ではないかと思われる。

よって，本解析においては，可変時定数制御特性が 500[kW]/60 秒，40 秒の蓄電池モデルを想定しておけば，蓄電池容量とガバナの追従に充分なバランスが見られるのではないかと思われる。

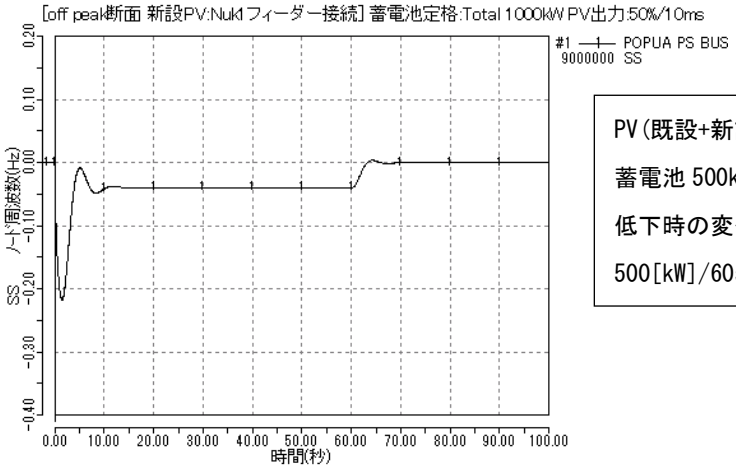
また，以降に蓄電池容量のアワー評価を検討する。

表 3.8 に各ケースの蓄電池消費電力量を示す。蓄電池の充電容量は 11[kWh]のため，ハーフの容量は，5.5[kWh]となる。本解析をハーフの容量から開始した場合においても，各ケースとも充分な容量を確保できるのではないかと思われる。

表 3.8　各ケースの蓄電池消費電力量

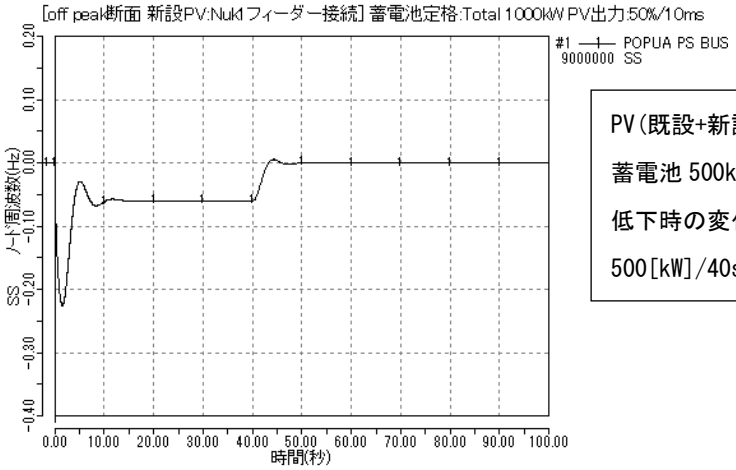
ケース名	蓄電池 消費電力量 [kWh]
F31-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-60S	4.167
F32-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-40S	2.778
F33-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-20S	1.389
F34-V4-NUK1-OP-PV-50P10MS-D500-10S	0.694

PV 出力急減
50%/10msec



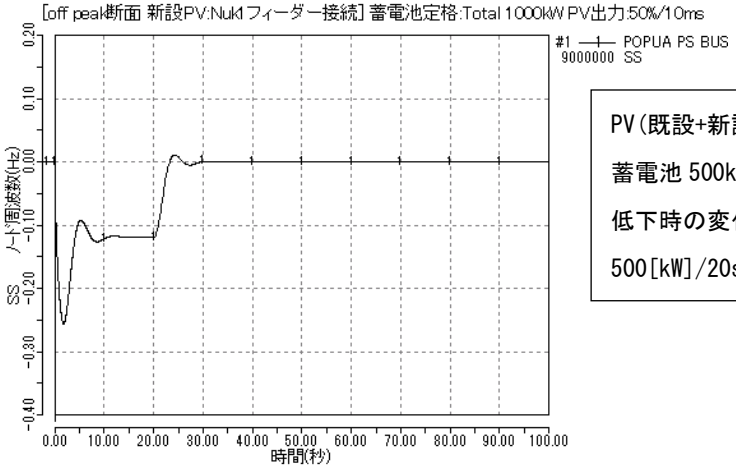
PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/60sec

PV 出力急減
50%/10msec



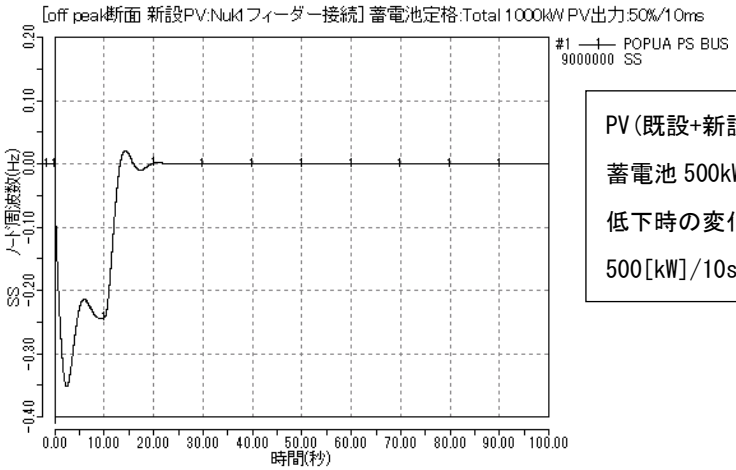
PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/40sec

PV 出力急減
50%/10msec



PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/20sec

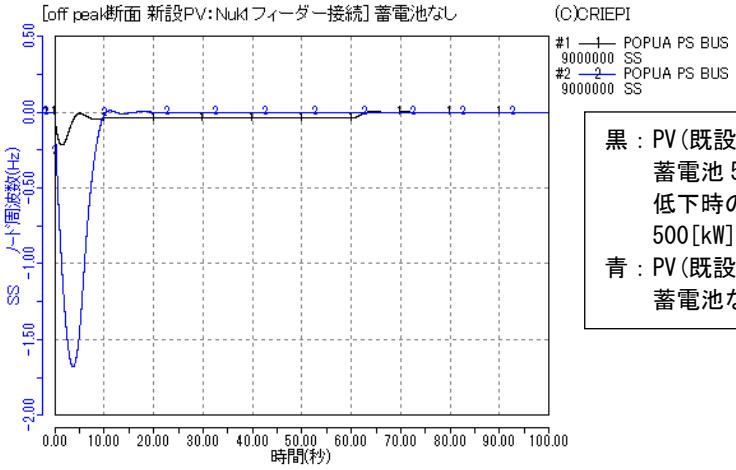
PV 出力急減
50%/10msec



PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/10sec

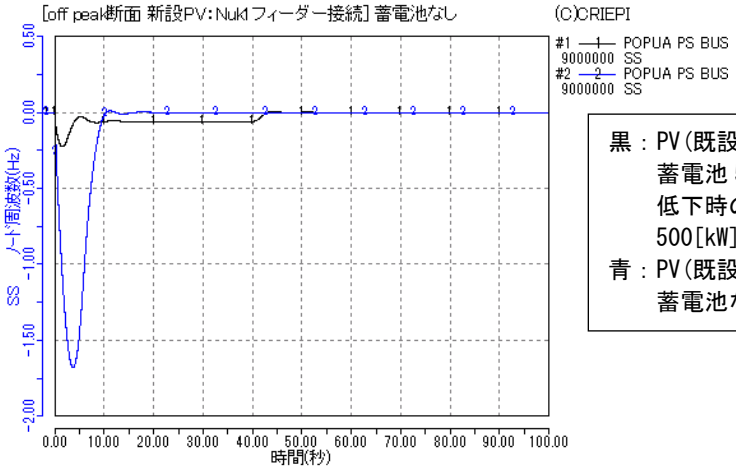
図 3.8　蓄電池出力低下時の変化速度の相違による周波数比較結果
【PV 出力 50%/10mse / 蓄電池 500kW×2 / NUK1 フィーダ接続】

PV 出力急減
50%/10msec



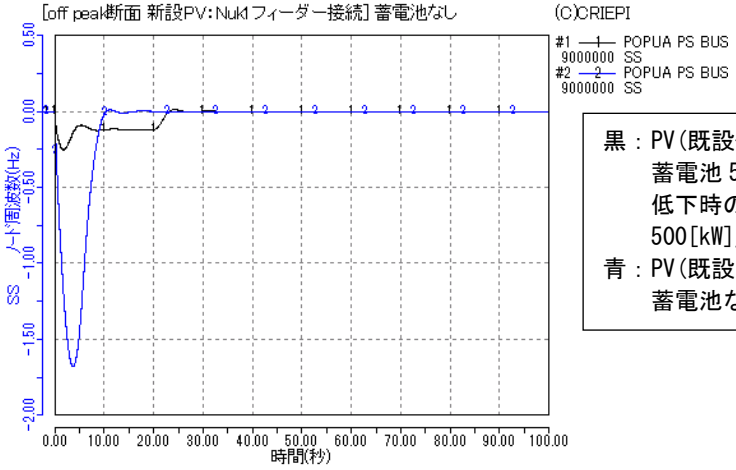
黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/60sec
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減
50%/10msec



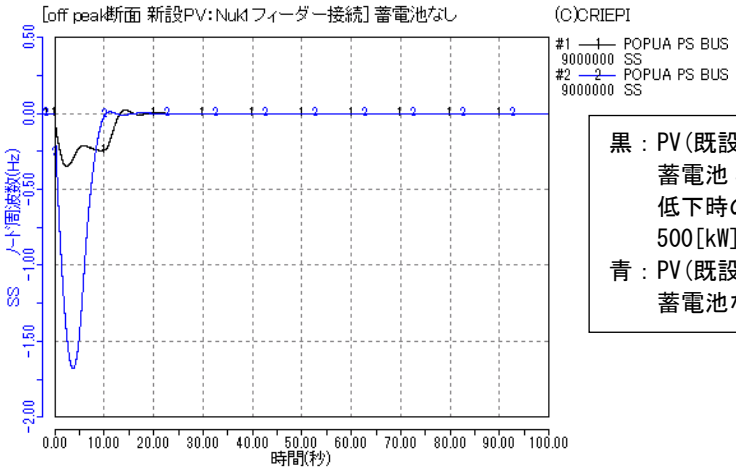
黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/40sec
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減
50%/10msec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/20sec
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

PV 出力急減
50%/10msec



黒：PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
低下時の変化速度
500[kW]/10sec
青：PV(既設のみ)
蓄電池なし

図 3.9 蓄電池出力低下時の変化速度の相違による周波数比較結果(現状想定との比較あり)
【PV 出力 50%/10mse / 蓄電池 500kW×2 / NUK1 フィーダ接続】

３．４　高速ディーゼルが中速ディーゼルにリプレースされた場合の追従性評価

(1)　解析概要

2013 年に予定されている既設の高速ＤＧから中速ＤＧへの設備変更を考慮し解析した。

① 需給断面

・オフピーク断面：負荷量 3.521[MW]

・NUK1 フィーダ接続

② 発電機モデル

・表 3.9 に発電機モデルを示す。比較のため，高速 DG 機も載せる。

表 3.9　発電機モデル

名称	Mak 機	CAT 機
回転数タイプ	中速 DG 機	高速 DG 機
定格 MVA	3.456	1.750
定格 MW	2.765	1.400
並列台数	2 台	3 台
慣性定数[秒]	3.94*1	7.00*2

*1 系統連系規定より，数 100kVA～数 MW 級の同期発電機定数の調査結果を採用

*2 Tongatapu Power Station Protection Coordination Review より，算定

③ ガバナモデル

・ガバナブロック：図 3.10 ガバナブロック図参照

・GOV 追従速度（負荷制御時）[現地より情報入手した負荷制御時の設定値]

：上昇時 1.8%/sec（標準設定値 3.6%/sec），下降時 3.6%/sec

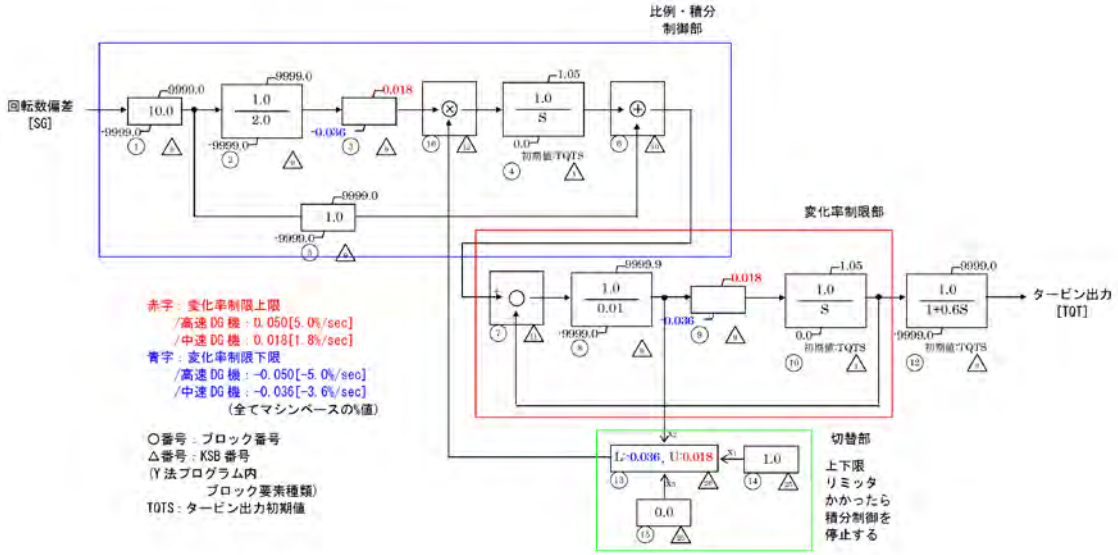


図 3.10　ガバナブロック図

④　ＰＶ出力（急減）

・変化量：50%（新設＋既設 PV＝1150[kW]）

・継続時間：10msec

⑤　蓄電池モデル

・蓄電池変換器容量：各サイト 500[kW]（合計 1000[kW]）

・蓄電池容量 500[kW]出力後の可変時定数制御特性

：500[kW]/60sec,40sec,20sec　計 3 パターン

(2)　ケース一覧

(1)の条件をもとに作成した検討ケースは，以下 3 ケースとした（可変時定数が 10 秒のケースは，高速ＤＧ機においても厳しい結果のため，中速ＤＧ機となる本解析では除外した。）。

表 3.10　周波数変動量の解析　ケース一覧①

ケース名	PV 出力 （新設+既設）	蓄電池 変換器容量	可変時定数
F41-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-60S	50%/10msec ⇒1.15MW 急減	500kW	60sec
F42-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-40S			40sec
F43-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-20S			20sec

また，上記以外に参考ケースとして，ガバナの上昇時の追従速度（変化率制限）を 1.8%/sec →3.6%/sec に変更したケースを 1 ケース行った。

表 3.11　周波数変動量の解析　ケース一覧②

ケース名	PV 出力 （新設+既設）	蓄電池 変換器容量	可変時定数
F44-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-GOVC36-60S	50%/10msec ⇒1.15MW 急減	500kW	60sec

(3)　解析結果

図 3.11 に周波数の読み取り値の図解を示す。

表 3.12 に各ケースの周波数ボトム値と周波数変動後の落ち着き先の値を載せる。

図 3.12，3.13 に各ケース(F41…～F44…)の周波数波形を載せる。

図 3.11　周波数の読み取り値

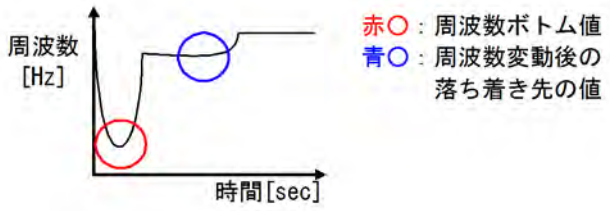


表 3.12　各ケースの周波数ボトム値と周波数変動後の落ち着き先の値

ケース名	周波数ボトム値 [Hz]	時間 [sec]	周波数変動後の落ち着き先の値 [Hz]
F41-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-60S	-0.47(-0.22)	2.50	-0.03(-0.04)
F42-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-40S	-0.51(-0.23)	2.74	-0.05(-0.06)
F43-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-20S	-0.73(-0.26)	4.02	-0.09(-0.12)
F44-V4-NUK1-OP-MAKG-PV-50P10MS-D500-GOVC36-60S	-0.30	1.41	-0.03

＊()内は，同条件にて高速 DG 機を使用した場合の解析結果

○可変時定数制御　500[kW]/60sec(8.33[kW]/sec)の解析結果

ＰＶの低下により，周波数のボトムは，-0.47[Hz]となる。10 秒付近では，蓄電池出力とＤＧ出力の変化幅が一致するため，周波数変動も約-0.03[Hz]に落ち着く。60 秒付近にて蓄電池出力が 0.0[kW]になり，再びガバナが追従するため，周波数も変動する。変動後，再び出力の変化幅が一致し，周波数は約 0.0[Hz]となった。

高速ＤＧ機と中速ＤＧ機の解析結果における相違点を示す。

高速ＤＧ機では慣性定数 7 秒に対し，中速ＤＧ機では 3.94 秒を用いて解析を行っている。そのため，本解析の瞬間的にＰＶが低下するケースでは，慣性定数および 3 台並列と 2 台並列の並列台数の影響が強く，慣性が速く並列台数の少ない中速ＤＧ機の周波数ボトム値がより低下している。

周波数変動後の落ち着き先の値においては，高速ＤＧ機の追従速度 210[kW]/sec(5%/sec×並列 3 台)に比べ中速ＤＧ機の追従速度 100[kW]/sec(1.8%/sec×2 台並列)が遅いため，ゆっくり追従していき，蓄電池出力とガバナ出力の変化幅が一致するのも周波数の変動が少しおさまった時点になる。そのため，高速ＤＧ機より周波数の低下が見られない。

○可変時定数制御　500[kW]/40sec(12.5[kW]/sec),
　可変時定数制御　500[kW]/20sec(25.0[kW]/sec) の解析結果
　40 秒，20 秒の動作についても 60 秒と動作傾向は同様である。

(4)　総括

○解析結果について

・最過酷想定のケースとなるＰＶが 50%低下し続けた場合，中速ＤＧ機では，日本国内島嶼地域における周波数許容偏差±0.3[Hz]を超えている。但し，本解析に用いたガバナ追従速度は厳しめの 1.8%/sec を設定しており，標準設定値 3.6%/sec(参考ケース)の場合では，周波数ボトム値は，-0.3[Hz]となった。

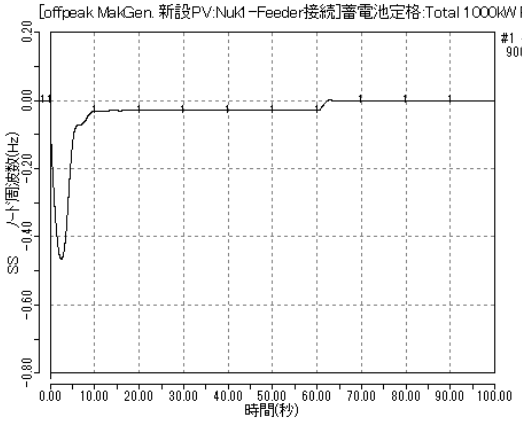
・中速ＤＧ機では，負荷制御時のガバナの追従速度を想定しているため，これより速いと思われる回転数一定制御のガバナの追従速度を想定すれば，妥当な周波数となる可能性は高い。いずれにせよ想定の範囲であり，高速，中速ＤＧ機ともに負荷遮断試験などの現地試験から得られる実測値を用いてシミュレーションを行うこと望ましい。

・周波数のボトム値は，発電機の並列台数が多い（定格出力の和が大）ことでも改善される。並列台数による予備力は，有効電力を補償するだけではなく，周波数補償にも寄与することに留意する必要がある。

○中速ＤＧ機のアワー評価

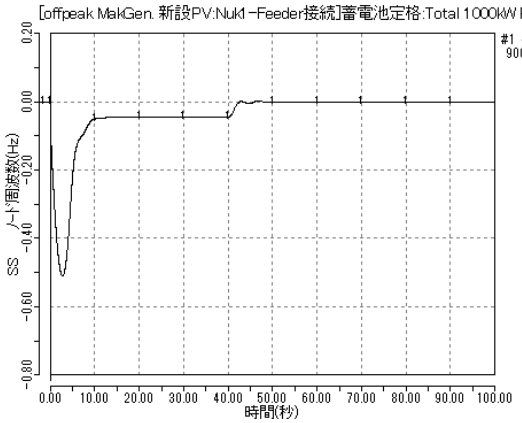
・高速ＤＧ機と蓄電池モデルの可変時定数制御が同様のため，各ケースとも充分な容量を確保できるのではないかと思われる（但し，ロス分は考慮していない積算値より算出している。)。

PV 出力急減
50%/10msec



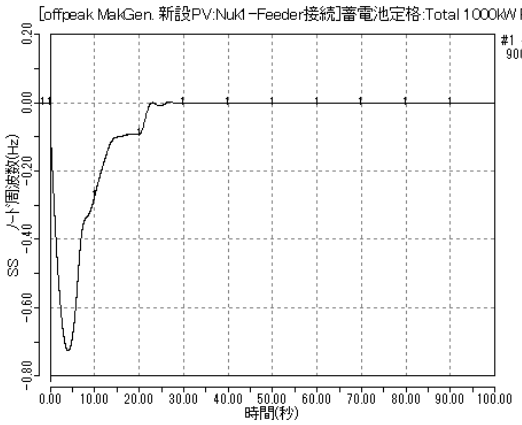
PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
可変時定数
500[kW]/60sec

PV 出力急減
50%/10msec



PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
可変時定数
500[kW]/40sec

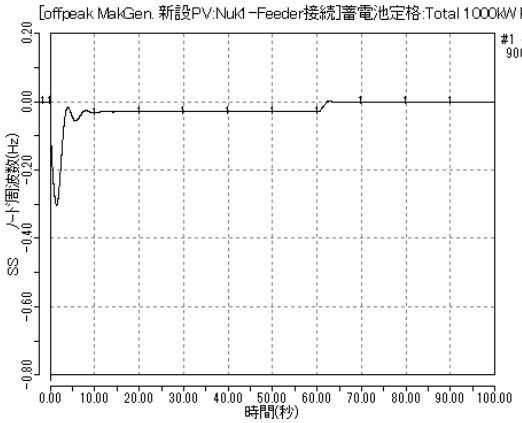
PV 出力急減
50%/10msec



PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
可変時定数
500[kW]/20sec

図 3.12　蓄電池出力低下時の変化速度の相違による周波数比較結果
【PV 出力 50%/10mse / 蓄電池 500kW×2 / NUK1 フィーダ接続 / Mak 機並列 2 台】

PV 出力急減
50%/10msec



PV(既設+新設)
蓄電池 500kW×2
可変時定数
500[kW]/60sec

図 3.13　参考ケース
【PV 出力 50%/10mse / 蓄電池 500kW×2 / NUK1 フィーダ接続 / Mak 機並列 2 台
/ 上昇時の変化率制限:3.6%/sec】