研究論文

数値モデルによる波力発電施設の配置最適化に関する研究

Optimizing method of wave-power plants network and it's numerical applications

井坂健司*1	小林智尚*2	樋口喬士*3	安田孝志*4
Kenji ISAKA	Tomonao KOBAYASHI	Takashi HIGUCHI	Takashi YASUDA

Abstract

An optimizing method for an operating network of wave-power plants is proposed and examined it's performance by applying the wave field evaluated with a numerical wave model. Time developing wave climate around Japan Islands is evaluated by using the third-generation wave model, SWAN. The operations of wave-power plants along the coast lines along Japan are simulated and led their characteristics that the electrical outputs of the plants along the Japan Sea are high during winter, and that the outputs contain very strong fluctuations which represent major obstacles for the commercial operations of the electrical plants. An operational method for minimizes the fluctuations by coupling several wave-power plants is proposed and performed by applying the simulated electrical output of the plants. The method can evaluate the scale of each plant for the optimizing operation. The applications of the method indicate the reducing of the fluctuations, especially in case of the generation plants along Japan Sea and Pacific Ocean are coupled.

キーワード: 波力発電, 波浪推算モデル, 発電規模, 時間変動 keywords : wave-power plant, wave model, plant scale, time fluctuation

1. 緒言

近年、地球温暖化等の環境問題からクリーンで再生可能 な自然エネルギーの利用が注目されている。自然エネルギ ーの一つである波浪エネルギーは時間的な変動が大きいも のの、海に囲まれた我が国にとって貴重な自然エネルギー であると考えられる.

波浪エネルギーの利用は1970年代から主として日本や ヨーロッパ諸国で様々な研究・開発が進められ英国では波 力発電の商用化実現に向けての準備が進められている 1). 一方,我が国においても海洋開発研究機構(旧海洋科学技 術センター)²⁾の「海明」をはじめ実海域での試験運用も いくつかなされてきた. 日本および世界で開発された波力 発電システムの種類は沖合での係留型 2),3),4) から護岸や防 波堤との併設型5),6),7) まで多種多様である.

しかし、数多くの試験、研究がなされてきたにもかかわ らず,実用に至っているものは数多くない.その理由の一

つとして挙げられるのは発電量の時間変動である. 高橋ら⁸⁾ も観測値を用いた波力発電シミュレーション結果から発電 量の時間的変動を問題視しており、波力発電の実用化に向 けて克服すべき課題である.この問題は他の自然エネルギ ーの利用についても取り上げられており、それを克服する 試みも行われている(例えば風力発電では,松坂ら⁹⁾,小 玉ら¹⁰⁾). 波浪エネルギーは静穏時と荒天時での差が大き く,1地点の発電施設における発電量の時間変動を抑制す るのではなく、複数の発電施設によりネットワーク構築し 発電された電力を共有・補間することにより発電量の時間 変動を抑制する方が有効であると考えられる. そのネット ワーク構築には波浪情報が必要不可欠となるが、点情報が 主体の観測値よりも任意の地点でも情報が得られる数値シ ミュレーションを用いる方が適していると考えられる.

そこで本研究では、この波力発電施設のネットワークが どの程度有効であるかを検証するために数値シミュレーシ ョンを試みる. さらに、このネットワーク上での施設の配 置最適化のための手法を新たに提案する.この目的のため, 本研究は具体的に次の手法に従って進める。まず波浪推算 モデルを用いて日本列島沿岸領域における面的な波浪場を 再現する.次に、波浪推算により得られた波浪緒量を用い て時系列的な発電シミュレーションを行う、また、複数の

^{*1} 岐阜大学大学院 工学研究科環境エネルギーシステム専攻 (〒501-1193)岐阜市柳戸1-1) e-mail:isaka@cive.gifu-u.ac.jp 岐阜大学助教授 大学院工学研究科環境エネルギーシステム専攻

株式会社奥村組 教授 大学院工学研究科環境エネルギーシステム専攻 (原稿受付:2005年6月27日)

発電地点の発電量を組み合わせる事によって発電量の時間 変動を抑制することを想定した波力発電施設の配置最適化 手法を提案する.そして,発電シミュレーション結果に発 電施設の配置最適化手法を適用し,波力発電施設のネット ワーク化による発電量の時間変動の抑制の効果を検証し, この配置最適化手法の有用性を検討する.

2. 波浪推算モデルによる日本列島周辺の波浪推算

2.1 波浪推算モデルおよび推算条件

まず,北太平洋および日本列島周辺を波浪推算モデルに よって推算し,日本列島沿岸に来襲する波浪を再現する.

数値計算モデルには深海域から極浅海域までの波浪が対象のオランダ・デルフト工科大学で開発された第3世代波 浪推算モデル, SWAN (Simulating WAves Neashore) Cycle III version 40.31を用いる. この SWAN について は他の文献(例えば, Booji¹¹⁾, Ris¹²⁾, Holthuijsen¹³⁾, 小 林¹⁴⁾)に詳しく述べられているのでそちらを参照していた だきたい.

計算では日本列島沿岸での推算精度を向上させるために ネスティング手法を用いた.その計算対象領域を図1(a) に 示す.図の通り,解析ではまずオーストラリア北部まで含 む北太平洋を対象とした大領域で波浪場の計算を行う.そ の後境界条件をネスティングし,図1(b) に示す日本列島周 辺の波浪場の計算を行う.解析対象期間は2003年1月か ら12月までとした.表1に推算条件を示す.解析に用い た風データは大領域での計算にはアメリカ・環境予報セン ター,NCEP(National Centers for Environmental Prediction)が提供している再解析データ(時間間隔6時間, 格子間隔1.0°)を,また小領域ではより空間解像度の高い 気象庁提供のMSM(Meso Spectral Model)客観解析値 (時間間隔6時間,格子間隔0.1°)を用いた.

2.2 推算結果

解析結果の一例として 2003 年1月における日本沿岸周 辺の平均風速場を図2,平均有義波高の平面分布を図3 に 示す.冬季季節風の影響によりほぼ日本列島全域で,北西 風が卓越していることがわかる.この影響により,平均有 義波高分布も日本海沿岸域では太平洋沿岸域に比べて高波 高の波浪が来襲していることがわかる.また,太平洋沖側 には前述した北西風により,太平洋沿岸から発生した波浪 が発達した高波浪場が形成されていることがわかる.

図 4(a) および図 4(b) に日本列島沿岸の輪島と太平洋沿 岸の鹿島における有義波高および平均波向の時間変化を示 す.それぞれの観測点において,波向を方向,有義波高を長 さとしたベクトルで表示した図を上段にまた下段には有義 波高の時系列変化を全国港湾海洋波浪情報網 NOWPHAS (Nationwide Ocean Wave information network for Ports and HArbourS)(水井・里見¹⁶⁾)により得られた観測値 と共に示している.有義波高の推算値は輪島,鹿島ともに 観測値に比べ過小評価であるものの,時間的な変動傾向は



よく捉えてあり推算値と観測値との対応は良好であると考 えられる.図4(a)の輪島においては冬季季節風の影響によ り、1月のほとんどの期間で南東に進む発達した高波浪が 来襲していることがわかる.一方、図4(b)の鹿島において 波向は輪島ほど定常ではなく、大きな変化が繰り返されて おり、波高は1月28日付近で3m程度となっているが、通

Table 1 Computational condi	tions
表1計算条件	

推算条件	計算大領域	計算小領域
計算領域		
(経度)	$110^\circ~\sim 220^\circ$	$120^\circ~\sim 150^\circ$
(緯度)	$-30^\circ~\sim 60^\circ$	$23.0^\circ \sim 46.75^\circ$
格子点数	110 imes 90	120 imes 95
格子間隔	$1.0^\circ imes 1.0^\circ$	$0.25\degree imes 0.25\degree$
時間間隔	40分	10分
境界条件	閉境界	ネスティング
計算期間	2003年1月1日~	2003年1月1日~
	2003年12月31日	2003年12月31日

4



Fig. 2Averaged sea surface wind field (Jan. 2003) 図 2 2003 年 1 月における平均風速場



Fig.3 Averaged significant wave height distribution (Jan. 2003)図 3 2003 年1月における平均有義波高の分布

常は 1m 付近である. この輪島および鹿島の波浪特性は図 3に示した平面波浪場の特性に対応している.

3. 波力発電シミュレーション

3.1 発電量の算出方法

次に波浪推算モデルによって得られた波浪緒量を用いて 発電シミュレーションを行う.

単位時間に発電機で電気に変換しうる波浪のエネルギー は波エネルギー輸送率で表される.波エネルギー輸送率は 波パワーとも言い(高橋ら⁸⁾),本論文では波パワーとい う言葉を用いる. 高橋ら⁸⁾ によると単位幅あたりの総波パ ワーは有義波高 H_{1/3} と有義波周期 T_{1/3} を用いて次式で表 される.

$$W_0 = 0.5 H_{1/3}^2 T_{1/3} \tag{1}$$

$$= \underbrace{I}_{1/10} \underbrace{I}_{1/10} \underbrace{I}_{1/20} \underbrace{I}_{1/30} \underbrace{I}_{1/20} \underbrace{I}_{1/30} \underbrace$$

(b) 鹿島

- Fig. 4Time series of mean wave directions and significant wave heights simulated numerically with SWAN at (a) Wajima and (b) Kashima. The observed wave height are plotted also in the corresponding charts.
- 図 4 2003 年 1 月の輪島と鹿島における平均波向の時間変化 と有義波高の時間変化の比較

本研究では波浪推算モデルにより算出された有義波高およ び有義波周期を用いて波パワーを算出する.

波力発電にはケーソン防波堤の波力発電装置⁷⁾を仮定す る(以下,波力発電ケーソン防波堤)⁷⁾.この発電装置は 空気室と呼ばれる部分で波のエネルギーを吸収し、タービ ンおよび発電機によって発電することができ,防波堤や護 岸に利用可能である. ここでは堤長 L を 20m とし, ター ビンの定格を 60kW とした.またタービンの機械的特性と して発電量が定格の10%未満となる波浪では発電不可能と 仮定した.防波堤の設置角度は有義波高が2m以上の平均

波向を年間平均した角度に設置するとした.これは,実港 湾の主防波堤の配置にほぼ対応する.波浪推算モデルによ って算出される各時刻の平均波向と設置角度との差を δθ と すると,地点 *i* における波力発電ケーソン防波堤に入射す る波パワー W₁ および発電される電気エネルギー *p_i* は

$$W_1 = W_0 L \cos \delta \theta \tag{2}$$

$$p_i = \eta_t W_1 \tag{3}$$

と表される. ここで波パワーから電気エネルギーへの変換 効率 *n*_t は木下ら¹⁵⁾ を参考に 0.1 とした.

3.2 解析結果

図5に前述した輪島と鹿島における発電量の時間変化を 示す.輪島においては前述したように高波浪の来襲により 定格60kWとなる発電量が鹿島に比べて頻繁に発電されて いることがわかる.一方,鹿島においては1月後半で比較 的高い発電量を発電しているものの,発電が不可能な時期 が多くを占めていることがわかる.両者の時間変化をみる





と,発電が可能な時期と不可能な時期が混在しており,そ の発電出力が不安定である事を示している.この特徴は波 力発電のみならず,他の新自然エネルギーに見られる特徴 であり,普及のために克服すべき課題の一つである.表2 は,次章での最適化手法に用いる関東北信越地方8点の1 月における平均発電量 $\overline{p_i}$ と変動率 $\sigma_{p_i}^2 / \overline{p_i}^2$ をそれぞれ表し Table 2 Mean generated electric powers $\overline{p_i}$ and their fluctuation rates $\sigma_{p_i}^2/\overline{p_i}$ in the target sites.

表2 配置最適化手法に用いる地点における平均発電量 $\overline{p_i}$ およ び時間変動率 $\sigma_{p_i}^2 / \overline{p_i}$

	地点名	平均発電量 (kW)	時間変動率
		$\overline{p_i}$	$\sigma_{p_i}^2/\overline{p_i}^2$
	金沢	31.8	0.643
日本海側	輪島	33.0	0.567
	直江津	31.0	0.631
	新潟	26.7	0.822
	小名浜	7.2	5.688
太平洋側	鹿島	9.9	2.641
	波浮	7.6	4.797
-	御前崎	4.0	10.899
太平洋側	鹿島 波浮 御前崎	9.9 7.6 4.0	$2.641 \\ 4.797 \\ 10.899$

たものである.ここでは平均発電量 $\overline{p_i}$ および変動率 $\sigma_{p_i}^2/\overline{p_i}^2$ を次式の様に定義している.

$$\overline{p_i} = \frac{1}{T} \int_T p_i \, dt \tag{4}$$

$$\frac{\sigma_{p_i}^2}{\overline{p_i}^2} = \frac{\frac{1}{T} \int_T \left(p_i - \overline{p_i}\right)^2 dt}{\overline{p_i}^2} \tag{5}$$

この表より、日本海側の平均発電量は太平洋側のそれと比べて大きく、定格発電量の約50%にも達している.また、 変動率も太平洋側に比べて小さい.一方、太平洋側では平 均発電量は小さいものの、発電量の変動は平均発電量に比べて非常に大きなものとなっている.

4. 波力発電施設配置最適化手法による発電量の時間変動抑制 の試み

4.1 最適化手法の概要

前節で示した通り,自然エネルギーを用いる波力発電で はその出力が不安定であることが問題となる.そこでここ では複数地点の波力発電装置をネットワーク化してこの発 電量の時間変動を抑制することを試みる.

発電シミュレーションによって得られた発電量の時間変 動抑制を次に示す最適化手法によって試みる.基本発電量 $p_i(t)$ とその発電規模 c_i とし、最適化に用いる発電地点数 を N とすると、総発電量 P(t)、その平均発電量 \overline{P} および 分散 σ_P^2 は

$$P(t) = \sum_{i=1}^{N} c_i p_i(t) \tag{6}$$

$$\overline{P} = \frac{1}{T} \int_{T} P(t) dt \tag{7}$$

$$\sigma_P^2 = \frac{1}{T} \int_T \left(P(t) - \overline{P} \right)^2 dt \tag{8}$$

と表せる.本研究ではこの総発電量 P(t) の時間変動率 $\sigma_P^2/\overline{P}^2$ が最小となる事を条件とした.すなわち

Journal of JSES

2005年

$$\frac{\sigma_P^2}{\overline{P}^2} = T \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N c_i c_j \int_T p_i(t) p_j(t) dt}{\left(\sum_{i=1}^N c_i \int_T p_i(t) dt\right)^2} - 1 \quad \Rightarrow \, \overline{\mathbb{R}} \, \mathcal{N} (9)$$

を満足する発電規模 ci を算出する. あるいは書き換えて

$$\frac{\partial}{\partial c_i} \left(\frac{\sigma_P^2}{\overline{P}^2} \right) = 0 \tag{10}$$

(10) 式は ci に対して非線形であるので, ci の値は逐次代入法によって求める.なお,算出される発電規模 ci は計算上,負値となる場合がある.この様な非現実的な場合は個別で変動率が低い方の発電規模を1.0とし,もう一方の発電規模を強制的にゼロとして記載した.

4.2 解析結果

前節で導出した波力発電施設最適化手法を実際に適用す る.対象地点は図6に示す関東北信越地方の8地点,新潟, 輪島,金沢,直江津,御前崎,波浮,鹿島,小名浜とし, このうちの2地点以上の組み合わせで最適化手法を適用し た.対象期間は2003年1月1日0時から1月31日23時 までの冬季1ヶ月間とした.

まず、2 地点(N = 2)の発電施設組み合わせについて 検討する.表3および表4はそれぞれ最適化手法によって 得られた発電規模 c_i ,時間変動率 $\sigma_P^2/\overline{P}^2$ および平均発電 量 \overline{P} の一覧を表したものである.表3の各欄にはその行・ 列の地点の発電施設を組み合わせた時に最適となる発電規 模の比として、右上には列で示される発電施設の重みを、 左下には行の施設の重みをそれぞれ示している.また、表 4 では対角線の右上に変動率 $\sigma_P^2/\overline{P}^2$,左下に平均発電量 \overline{P} を示している.表4では日本海側の地点の発電施設と太平 洋側の施設を組み合わせた場合、一般には時間変動率の値 が小さくなり、総発電量の不安定化が改善されている事が 分かる.特に日本海側の地点と鹿島との組み合わせがよく、



Fig.6 Target wave-power plant sites for optimizing network analysis.

図 6 発電施設の配置最適化手法に用いる発電地点の位置

表2に示されている単一地点での波力発電時に比べて, 鹿 島の変動率のみならず日本海側の地点における変動率も改 善されていることがわかる.図5に示す発電量の時系列で は、例えば、輪島では1月20日付近や1月25日付近から 28日付近で発電量がゼロであるが、鹿島では同期間発電が 行われている、相互補間の関係にあるからである、この様 な良好な組み合わせは、日本海側地点の施設と太平洋側地 点の施設の組み合わせで見られる. これは日本海と太平洋 で波浪特性が異なることに起因している. 逆に2地点の発 電出力を組み合わせても総発電量の時間変動率が改善され ないケースも見られた。この様な組み合わせは表3中では 一方の発電規模がゼロとして表されており、日本海側同士 の新潟と直江津, 金沢と輪島, 太平洋側同士の御前崎と波 浮の組み合わせがそれに対応する.これは図6を見ると, お互いの地点が隣接していることから発電の時間変動がよ く似た傾向にあることが考えられる.そのため、発電規模 によって片方を負値にすることでしか変動を抑制できない ことを表している.この結果から新潟と直江津の様な片方 がゼロになった組み合わせは本研究の手法において不適切 な組み合わせであることが言える。また、発電規模がゼロ にはなっていないものの新潟と輪島の組み合わせにおいて は新潟の発電規模は輪島のそれよりもはるかに小さく、新 潟は発電量の時間変動抑制にはほとんど寄与していない. そして、この組み合わせた発電量の変動率は新潟単一のケ ースと比べると改善されているものの、輪島単一のケース より大きく最適な組み合わせであるとは言えない.

また、平均発電量を見ると、前述した最適な組み合わせ、 日本海側と鹿島の平均発電量は日本海側の2点との組み合 わせ等のそれに比べると低い.しかし本研究では発電量の 安定化を重視しているので、ここでは鹿島と日本海側の地 点の組み合わせが最適であると判断した.バックグラウン ドの総電力量にこの変動を吸収するだけの十分な容量があ る、あるいは蓄電技術が実用化される等の条件があれば、 この変動を平滑化する事ができるため、変動の問題が相対 的に減少し、平均発電量も考慮する必要が生じると考えら れる.

表5は輪島と鹿島,直江津と鹿島および金沢と鹿島の組 み合わせに太平洋側の地点を1地点加えた場合(N=3) における発電規模,発電量の変動率および平均発電量を示 したものである.新たに加えた地点の発電規模は他の2点 に比べて小さいものの,変動率は組み合わせを日本海側の 地点と鹿島の2点で行った場合に比べ若干ではあるが改善 されており,発電量の時間変動の抑制に寄与していること が分かる.この表では輪島・鹿島に御前崎を加えた組み合 わせが最も変動率が小さくなっており,平均発電量も表中 の組み合わせの中では比較的大きい.変動率が改善された 要因の一つとして,新たに加えられた御前崎は地形的に輪 島や鹿島とは異なり,来襲する波浪特性も異なることが変 動抑制に寄与したためであると考えられる.

以上,本研究で提案した発電施設の配置最適化手法は発

Table 3 Optimal distributed plant scales c_i in case of two wave-power plants network. 表 3 2 地点の発電施設の配置最適化を行った場合における発電規模 c_i



Table 4 The coupled fluctuation rates $\sigma_P^2/\overline{P}^2$ of the optimized two wave-power plants network, together with the timeaveraged total generated power \overline{P} at the lower left side. These rates are corresponding to the combinations shown in Table 3.

表 4 2 地点の発電施設の配置最適化を行った場合における時間変動率 $\sigma_P^2/\overline{P}^2$ と平均発電量 \overline{P}

変動率		日本	海側			太平	洋側	
[kW]	新潟	直江津	輪島	金沢	小名浜	鹿島	波浮	御前崎
新潟		0.631	0.571	0.641	0.709	0.577	0.702	0.699
直江津	31.0		0.566	0 .617	0.592	0.460	0.581	0.555
輪島	32.5	32.4		0.567	0.558	0.416	0.557	0.541
金沢	30.7	31.2	33.0	-	0.631	0.467	0.625	0.611
小名浜	19.5	24.2	28.1	26.7		2.243	4.407	5.633
鹿島	18.5	21.0	22.1	21.2	9.0		1.714	2.226
波浮	19.4	23.5	27.8	26.0	7.4	8.9		4.797
御前崎	16.9	20.0	24.0	22.7	6.6	7.8	7.6	
	変财新直輪 金小鹿 波御 鄭 湖 津島 沢 浜島 浮 崎	変動率 (kW) 新潟 前二津 31.0 輪島 32.5 金沢 30.7 小名浜 19.5 鹿鳥 18.5 波浮 19.4 御前崎	変動率 日本 新潟 直江津 新潟 0.631 庫江津 31.0 輪島 32.5 30.7 31.2 小名浜 19.5 建潟 18.5 夏1.0 波浮 19.4 23.5 御前崎 16.9	変動率 日本海側 黄潟 直江津 輪島 新潟 0.631 0.571 直江津 31.0 0.566 輪島 32.5 32.4 金沢 30.7 31.2 33.0 小名浜 19.5 24.2 28.1 鹿島 18.5 21.0 22.1 波浮 19.4 23.5 27.8 御前崎 16.9 20.0 24.0	変動率 日本海側 新潟 直江津 輪島 金沢 新潟 0.631 0.571 0.641 直江津 31.0 0.566 0.617 輪島 32.5 32.4 0.567 金沢 30.7 31.2 33.0 小名浜 19.5 24.2 28.1 26.7 鹿島 18.5 21.0 22.1 21.2 波浮 19.4 23.5 27.8 26.0 御前崎 16.9 20.0 24.0 22.7	変動率 日本海側 新潟 直江津 輪島 金沢 小名浜 新潟 直江津 輪島 金沢 小名浜 新潟 0.631 0.571 0.641 0.709 直江津 31.0 0.566 0.617 0.592 輪島 32.5 32.4 0.566 0.617 0.558 金沢 30.7 31.2 33.0 0.631 0.631 小名浜 19.5 24.2 28.1 26.7 0.631 康島 18.5 21.0 22.1 21.2 9.0 波浮 19.4 23.5 27.8 26.0 7.4 御前崎 16.9 20.0 24.0 22.7 6.6	変動率 日本海側 太平 新潟 直江津 輪島 金沢 小名浜 鹿島 新潟 直江津 輪島 金沢 小名浜 鹿島 新潟 0.631 0.571 0.641 0.709 0.577 直江津 31.0 0.566 0.617 0.592 0.460 輪島 32.5 32.4 0.566 0.617 0.558 0.416 金沢 30.7 31.2 33.0 0.631 0.467 小名浜 19.5 24.2 28.1 26.7 2.243 鹿島 18.5 21.0 22.1 21.2 9.0 波浮 19.4 23.5 27.8 26.0 7.4 8.9 御前崎 16.9 20.0 24.0 22.7 6.6 7.8	変動率 日本海側 太平洋側 新潟 直江津 輪島 金沢 小名浜 鹿島 波浮 新潟 直江津 輪島 金沢 小名浜 鹿島 波浮 新潟 0.631 0.571 0.641 0.709 0.577 0.702 直江津 31.0 0.566 0.617 0.592 0.460 0.581 輪島 32.5 32.4 0.566 0.617 0.592 0.460 0.581 輸島 32.5 32.4 0.567 0.558 0.416 0.557 金沢 30.7 31.2 33.0 0.631 0.467 0.625 小名浜 19.5 24.2 28.1 26.7 2.43 4.407 鹿島 18.5 21.0 22.1 21.2 9.0 1.714 波浮 19.4 23.5 27.8 26.0 7.4 8.9 御前崎 16.9 20.0 24.0 22.7 6.6 7.8 7.6

- Table 5 Optimal distributed plant scales c_i , their combined fluctuation rates $\sigma_P^2/\overline{P}^2$ and the total power \overline{P} in case of three wave-power plants network.
- 表 5 3 地点の発電施設の組み合わせにおける発電規模 c_i と時間変動率 $\sigma_P^2/\overline{P}^2$ および平均発電量 \overline{P}

		a contra sense a se			
地点名	輸島	鹿島	波浮	変動率 $\sigma_{P}^2 \overline{P}^2$	平均発電量 \overline{P} [kW]
発電規模	0.477	0.426	0.097	0.41	20.6
地点名	輸島	鹿島	御前崎	変動率 $\sigma_{P}^2 \overline{P}^2$	平均発電量 \overline{P} [kW]
発電規模	0.452	0.389	0.16	0.404	19.3
地点名	直江津	鹿島	波浮	変動率 $\sigma_{P}^2 \overline{P}^2$	平均発電量 \overline{P} [kW]
発電規模	0.432	0.386	0.181	0.432	18.5
地点名	金沢	鹿島	御前崎	変動率 $\sigma_{P}^2 \overline{P}^2$	平均発電量 P [kW]
発電規模	0.437	0.396	0.167	0.452	18.4

電施設の施設計画に必要となる発電地点の選定およびその 発電規模の推定に大きく貢献する可能性があることが分か った.

今回は波力発電施設に着目して発電施設の配置最適化手 法を用いたが、この手法は波力発電以外の自然エネルギー、 太陽光、風力エネルギー等の発電施設に対しても適用でき ると考えられる.しかし、現実では問題となる発電所間の 送電プロセスをここでは考慮していない.一方、近年異な る自然エネルギー同士を扱う複合型発電施設も提案されて きており¹⁷⁾、各々の発電規模を算出する場合においても本 研究で提案した発電施設の配置最適化手法が有効になって くると考えられる.特に長距離送電を考慮すると、この手 法はこの様な複合型施設にはより適していると考える.

5. 結語

本研究では、波浪推算モデルを用いて日本列島周辺の波 浪場を再現し、それを基に波力発電シミュレーションを1 月の冬季1ヶ月間行った.その結果,冬季の日本海側の地 点では太平洋側の地点よりも発電量が多く、定格 60kW を 仮定した場合、平均発電量はその約 50%にも達しているこ とが分かった.しかし、日本海側および太平洋側の地点で の発電量の時系列から、発電が可能な時期と不可能な時期 が混在し、波力発電による出力は不安定であることが分か った、そこで、この不安定性を改善するため、発電量の時 間変動を抑制する発電施設の配置最適化手法を提案した. これを関東北信越地方の1月の冬季一ヶ月間に適用した結 果,最適な組み合わせは日本海側の1地点と太平洋側の2 地点がよく、特に、輪島、鹿島および御前崎のような地形、 波浪特性の異なる地点を組み合わせることにより時間変動 が効果的に抑制できることが分かった、本研究で提案した 発電施設の配置最適化手法が発電出力の時間変動を抑制す るための地点の選定や発電規模の算出が可能となり、波力 発電の施設計画に有効であることが分かった.

本研究では日本海で高波浪時が多い, すなわち波エネル ギーが高い冬季を対象に解析を行った.しかし,日本列島 周辺の海岸波浪は季節ごとにその特性を大きく変化させる (例えば,高橋ら⁸⁾,田端ら¹⁸⁾).したがって,実際には 年間を通した解析が要求される.ただし,火力発電など従 来型の発電施設では計画的で緩やかな長期変動には対応で きるので,年間を通した計画立案ではこの点も考慮する必 要があると思われる.さらに,波力発電の様な自然現象に 依存する自然エネルギーの有効活用にはその予測技術も今 後要求されると思われる.

謝辞

本研究での波浪推算に NCEP の再解析データおよび気 象庁 MSM の客観解析値を使用しました.また,波浪推算 結果の比較検証に全国港湾海洋波浪情報網の観測データを 使用しました.ここに謝意を表します.また,データ解析 および図化作業に多大な協力をされた横山工業(株)の田伏 健志氏に深謝します.

参考文献

- 新エネルギー・産業総合開発機構, NEDO 海外レポート, 953 号, 2005
- 2) 海洋科学技術センター,波力発電装置「海明」の研究に関する 総合報告,181p,1981
- 宮崎武晃,堀田 平,鷲尾幸久,ターミネーター型波力発電装 置に関する研究,電気学会 新・省エネルギー研究会, ESC-8-1 ~ 12, pp.91-100, 1988
- 4) 大澤弘敬, 鷲尾幸久, 今井正明, 岡山修三, 中川寛之, 沖合浮 体式波力装置の発電出力の検討, 海岸工学論文集, 第45巻, pp.1216-1220, 1998
- 5) 長内戦治,近藤俶朗,水野雄三,渡部富治,ロータリーベーン ポンプによる振り子式波力エネルギー変換装置の実用機開発, 海岸工学論文集,第45巻,pp.1221-1225,1998
- 6) 長谷川覚也,近藤俶朗,梅田 宏,西牧 均,脚柱型離岸堤に 付設する振り子式波浪発電装置の性能,海洋開発論文集, Vol.11, pp.271-275, 1995
- 7) 大津光孝,田所篤博,高橋重雄,喜島恭彦,安西俊直,防波堤 利用による波力発電の実用化に関する研究 --第 II 期実証実 験-,海洋開発論文集,Vol.12, pp.201-206, 1996
- 高橋重雄,安達 崇,日本周辺における波パワーの特性と波力 発電,港湾技研資料,No.654, pp.1-18, 1989
- 9) 松坂知行,土屋敬一,風力発電機の出力変動安定化制御に関する研究,電気学会論文集 B, Vol.117, No.5, pp.625-633, 1997
- 小玉成人,松坂知行,猪股 登,確率最適制御による風力発 電機の出力変動抑制,電気学会論文集 B, Vol.121, No.1, pp.22-30,2001
- 11) Booij, N. R., R. C. Ris and L. H. Holthuijsen, A thirdgeneration wave model for coastal regions, Part I, Model description and validation, Journal of Geophysical Research, Vol.104, No. C4, pp.7649-7666, 1999
- 12) Ris, R. C., L. H. Holthuijsen and N. Booij, A thirdgeneration wave model for coastal regions, Part II, Verification, Journal of Geophysical Research, Vol.104, No. C4, pp.7667-7681, 1999
- Holthuijsen, L.H. et al, SWAN Cycle III version 40.31, USER MANUAL, 2004
- 14) 小林智尚,波浪推算システムとその応用,水工学に関する夏季 研修会,第38回, B-7-1-B-7-20,2002.
- 15) 木下 健, 増田光一, 宮島省吾, 加藤 渉, 固定振動水柱型 波浪発電装置のシステムシミュレーション, 日本造船学会論文 集,第156号, 255-263, 1984
- 16) 永井紀彦, 里見 茂, 全国港湾海洋波浪観測年報 (NOWP-HAS 2003), 港湾空港技術研究所資料, No.1094, 87p, 2003
- 17) 近藤椒朗,波力発電 -技術開発の現状と実用化への課題-, 土木施工, Vol.45, No.8, pp.20-26, 2004
- 18)田端竹千穂,柳生忠彦,福田 功,日本沿岸における波のエネルギー,港湾技研資料,No.364,20p,1980