

(12) 特許協力条約に基づいて公開された国際出願

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日
2016 年 9 月 9 日(09.09.2016)



(10) 国際公開番号
WO 2016/139836 A1

- (51) 国際特許分類:
H02J 3/00 (2006.01) *G06Q 50/06* (2012.01)
G06F 19/00 (2011.01)
- (21) 国際出願番号: PCT/JP2015/076991
- (22) 国際出願日: 2015 年 9 月 24 日(24.09.2015)
- (25) 国際出願の言語: 日本語
- (26) 国際公開の言語: 日本語
- (30) 優先権データ:
特願 2015-040351 2015 年 3 月 2 日(02.03.2015) JP
- (71) 出願人: 三菱重工業株式会社 (MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.) [JP/JP]; 〒1088215 東京都港区港南二丁目 1 6 番 5 号 Tokyo (JP).
- (72) 発明者: 岸 真人(KISHI, Makoto); 〒1088215 東京都港区港南二丁目 1 6 番 5 号 三菱重工業株式会社内 Tokyo (JP). 松尾 淳(MATSUO, Atsushi); 〒1088215 東京都港区港南二丁目 1 6 番 5 号 三菱重工業株式会社内 Tokyo (JP). 後藤 征司(GOTO, Seiji); 〒1088215 東京都港区港南二丁目 1 6 番 5 号 三菱重工業株式会社内 Tokyo (JP). 秋

山 陽(AKIYAMA, Yo); 〒1088215 東京都港区港南二丁目 1 6 番 5 号 三菱重工業株式会社内 Tokyo (JP).

(74) 代理人: 真田 有(SANADA, Tamotsu); 〒1800004 東京都武蔵野市吉祥寺本町 1 丁目 1 0 番 3 1 号 NOF 吉祥寺本町ビル 5 階 Tokyo (JP).

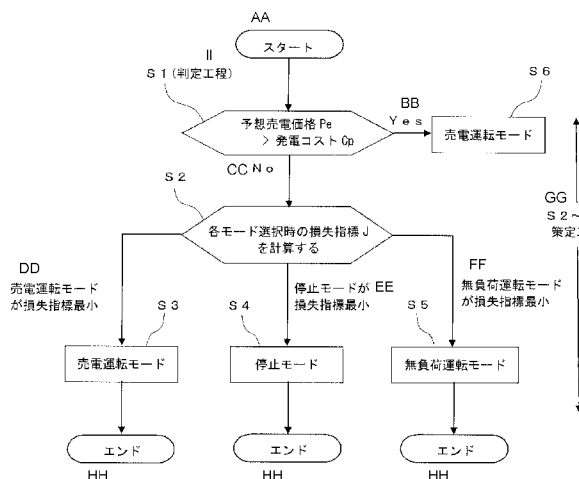
(81) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, KE, KG, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE,

[続葉有]

(54) Title: SYSTEM FOR FORMULATING OPERATION PLAN FOR POWER GENERATION FACILITY, AND METHOD FOR FORMULATING OPERATION PLAN FOR POWER GENERATION FACILITY

(54) 発明の名称: 発電設備の運転計画策定システム及び発電設備の運転計画策定方法



S1 Is expected power-selling cost $P_e >$ power generation cost C_p
S2 Calculate loss index J when each mode is selected
S3, S6 Power-selling operation mode
S4 Stop mode
S5 No-load operation mode
AA Start
BB Yes
CC No
DD Power-selling operation mode has lowest loss index
EE Stop mode has lowest loss index
FF No-load operation mode has lowest loss index
GG S2-S6: Formulation steps
HH End
II Determination step

(57) Abstract: Provided is a system for formulating an operation plan for a power generation facility and a method for formulating an operation plan for a power generation facility, configured so that it is possible to formulate a highly profitable operation plan. A system and method for formulating an operation plan for a power generation facility with which it is possible to execute any of a power-selling operation mode, a no-load operation mode, and a stop mode, wherein: the expected power-selling price and the power generation cost are compared and it is determined whether the expected power-selling price is higher than the power generation cost; on the basis of the result of the determination, loss indices are calculated for the power-selling operation mode, the no-load operation mode, and the stop mode for the loss period during which the expected power-selling price is at or lower than the power generation cost using formula (1) shown below; and the operation mode having the lowest loss index is selected, whereby the operation plan is formulated. Loss index = power-selling loss + maintenance loss + operation loss not contributing to power-selling (1)

(57) 要約:

[続葉有]



ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, 添付公開書類:

MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK,

SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ,

GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

— 国際調査報告 (条約第 21 条(3))

利益性の高い運転計画を策定できるようにした、発電設備の運転計画策定システム及び発電設備の運転計画策定方法を提供する。 売電運転モード、無負荷運転モード及び停止モードの何れかの運用モードを実行可能な発電設備の運転計画を策定するものであって、予想売電価格と発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判定し、その判定結果に基づいて、前記予想売電価格が前記発電コスト以下の損失期間について、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードについて下式 (1) により損失指標を算出し、損失指標の最も少ない運用モードを選択することで前記運転計画を策定する。 損失指標 = 売電損失 + メンテナンス損失 + 売電に寄与しない運用損失... (1)

明 細 書

発明の名称：

発電設備の運転計画策定システム及び発電設備の運転計画策定方法

技術分野

[0001] 本発明は、発電設備について発電コストと予想売電価格との比較に基づき所定期間における運転計画を策定する、発電設備の運転計画策定システム及び発電設備の運転計画策定方法に関する。

背景技術

[0002] 近年、海外では電力自由化が促進されており、電力使用量の30[%]程度が電力卸売市場で取引されている国もある。電力卸売市場の仕組みは国によって異なるが、例えば、1日前に、単位時間毎に入札を行う一日前市場(DAM：Day Ahead Market)と呼ばれる市場がある。電力卸売市場での売電価格は、電力の需要と供給とのバランスから決定され、時間によって大きく変動する。

このため、発電事業者が電力卸売市場に入札して利益を得るためには、売電価格ひいては電力の需要の変動に応じて如何に最適な運転を行えるかが重要である。

[0003] 特許文献1には、期間毎の売電価格を設定するステップと、各期間で発電設備が取り得る運転状態を検出して当該運転状態に到達する遷移経路毎の利益を登録するステップと、最終的に利益を最大化することができる遷移経路に基づいて発電設備の運転計画を策定するステップとを有する技術が開示されている。この技術では、各期間毎の利益を、電力販売により生じる利益から、発電変動（契約発電量と実際の発電量とが相違する事象）に起因して生じる損失を減じて求めるようにしている。

[0004] 特許文献2には、発電と電力売買によって生じる収支について、不確定要因（電力需要の変動や、発電燃料の売買単価の変動など）に起因する確率分布を求める処理と、この確率分布を時系列的に表示する処理とを有する、発電計画・電力売買計画作成方法が開示されている。この方法によれば、現状

の運転計画が持つ収益とリスクとの相関を把握することが可能となり、現状運転計画のリスクを解消できるような計画を探索することができるとしている。

[0005] 特許文献3には、電力需要予測値及び電力取引市場価格予測値の確率分布に基づいて発電設備の発電性能値が最大となる最適運転条件を算出する運転条件最適化計算手段と、前記最適運転条件の最適性が損なわれるリスク値を算出し評価するリスク評価手段と、予備力最適化手段とを備えた、発電設備運用支援システムが開示されている。

予備力最適化手段は、需要家の負荷増加要求に短時間で応答できる最適な発電量の予備力を算出し、この予備力を維持するためにコスト的に最適な負荷条件を算出する。この最適な負荷条件の一つは定格オーバー負荷であり、特許文献3には、定格オーバー負荷での運転では、設備に余計なストレスを与えることによる機器寿命低減あるいはメンテナンスコストの増大などの運用コストが増加すると記載されている。

[0006] 特許文献3には、さらに、寿命消費コスト、計画外設備停止（トラブルによる停止）のリスクを考慮しつつ発電収益が最適となるように運転計画の策定を行う、発電設備用管理システムが記載されている。

ここで、寿命消費コストは、寿命コスト（ある部品を新品時から消耗し交換するまでに必要なコスト）に対してどれだけの余寿命を消費したかによって決まることから、余寿命消費率（余寿命を消費した割合）と寿命コストとの積として算出される（寿命消費コスト＝余寿命消費率×寿命コスト）。

先行技術文献

特許文献

[0007] 特許文献1：特開2002-281665号公報

特許文献2：米国特許出願公開第2004/0181491号明細書

特許文献3：米国特許出願公開第2005/0015283号明細書

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0008] 特許文献 1 に開示された技術では、発電変動に起因して生じる損失に着目して発電設備の運転計画を策定しているが、発電設備の運転によるホットパーツなどの消耗や発電設備の起動ストレスなどの潜在する損失については考慮されていない。これらの潜在する損失について考慮せずに発電設備の運転計画を策定すると、短期間における利益は得られるかもしれない。しかし、消耗品の交換のインターバルや発電設備の各種点検のインターバルの短期化を招き、長期間にわたる損益を考えた場合、必ずしも利益性の高い運転計画が策定されるとはいえない。

[0009] また、起動ストレスや、起動から運転が安定するまでに消費される燃料量を考慮すると、売電を行わない期間において、発電設備を一端停止してしまうよりも、タービンと発電機とを断切した状態でタービンの運転を継続させる無負荷運転を行った方が、長期間にわたる損益を考えた場合、損失が少ない場合もある。しかしながら、特許文献 1～3 にそれぞれ開示された技術では、無負荷運転については何ら着目されていない。

[0010] 本発明は、上記のような課題に鑑み創案されたもので、利益性の高い運転計画を策定できるようにした、発電設備の運転計画策定システム及び発電設備の運転計画策定方法を提供することを目的とする。

課題を解決するための手段

[0011] 〔1〕上記の目的を達成するために、本発明の発電設備の運転計画策定システムは、タービンにより発電機を駆動して発電し、前記タービンと前記発電機とを接続した状態で運転して売電する売電運転モード、前記タービンと前記発電機とを断切した状態で運転する無負荷運転モード及び前記タービンを停止する停止モードの何れかの運用モードを実行可能な発電設備において、発電コストと、時間にしたがって変動する予想売電価格との比較に基づき前記運用モードを選択して、所定期間に亘る運転計画を策定する、発電設備の運転計画の策定システムであって、前記予想売電価格と前記発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判

定する判定手段と、前記判定手段の判定結果に基づいて、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高い収益期間については売電運転モードとし、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コスト以下の損失期間については、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードのそれぞれについて、下式（１）により損失指標を算出し、前記３つの運用モードの中から、損失指標の最も少ない運用モードを選択する選択制御を行うことで、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードの少なくとも１つからなる前記運転計画を策定する、策定手段とを備えることを特徴としている。

損失指標＝売電損失＋メンテナンス損失＋売電に寄与しない運用損失…（１）

[0012] 〔２〕前記メンテナンス損失には、前記発電設備の累積運転時間によって前記発電設備を構成する部品の運転時間についての寿命を消費する運転時間損失と、前記発電設備の累積起動回数によって前記部品の起動回数についての寿命を消費する起動回数損失とがあり、前記売電運転モード及び前記無負荷運転モードのそれぞれの前記メンテナンス損失は前記運転時間損失が主体であり、前記停止モードの前記メンテナンス損失は前記起動回数損失が主体であり、前記策定手段は、前記売電運転モード及び前記無負荷運転モードのそれぞれの前記メンテナンス損失を、第１重み付け係数を使用して決定し、前記停止モードの前記メンテナンス損失を、第２重み付け係数を使用して決定し、前記起動回数についての寿命に対する前記累積起動回数の比率が大きくなるほど、前記第１重み付け係数を小さくするか、前記第２重み付け係数を大きくするか、又は、前記第１重み付け係数を小さくするとともに前記第２重み付け係数を大きくし、前記運転時間についての寿命に対する前記累積運転時間の比率が大きくなるほど、前記第１重み付け係数を大きくするか、前記第２重み付け係数を小さくするか、又は、前記第１重み付け係数を小さくするとともに前記第２重み付け係数を小さくすることが好ましい。

[0013] 〔３〕前記予想売電価格として、最低予想売電価格、平均予想売電価格及

び最高予想売電価格の三つの価格を使用し、前記判定手段は、前記最低予想売電価格、前記平均予想売電価格及び前記最高予想売電価格のそれぞれについて、前記発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判定し、前記策定手段は、前記最低予想売電価格、前記平均予想売電価格及び前記最高予想売電価格のそれぞれについて、前記選択制御を行うことで、前記所定期間における仮運転計画を策定し、前記最低予想売電価格に基づく第1仮運転計画と、前記平均予想売電価格に基づく第2仮運転計画と、前記最高予想売電価格に基づく第3仮運転計画とを合成して、前記運転計画を策定することが好ましい。

[0014] 〔4〕前記策定手段は、前記第1仮運転計画、前記第2仮運転計画及び前記第3仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードの中から、最も多く選択されている前記運用モードを採用することで、前記合成を行うことが好ましい。

[0015] 〔5〕前記策定手段は、前記第1仮運転計画、前記第2仮運転計画及び前記第3仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードが何れも異なる場合には、前記第2仮運転計画において選択されている前記運用モードを採用することで、前記合成を行うことが好ましい。

[0016] 〔6〕選択運用モード取得手段を備え、前記策定手段は、前記第1仮運転計画、前記第2仮運転計画及び前記第3仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードが何れも異なる場合には、前記選択運用モード取得手段により取得した前記運用モードを採用することで、前記合成を行うことが好ましい。

[0017] 〔7〕推奨運用モード表示手段を備え、前記策定手段は、前記第1仮運転計画、前記第2仮運転計画及び前記第3仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードが何れも異なる場合には、前記推奨運用モード表示手段に、推奨運用モードとして、前記第2仮運転計画の前記運用モードを表示することが好ましい。

[0018] 〔8〕上記の目的を達成するために、本発明の発電設備の運転計画策定方

法は、タービンにより発電機を駆動して発電し、前記タービンと前記発電機とを接続した状態で運転して売電する売電運転モード、前記タービンと前記発電機とを断切した状態で運転する無負荷運転モード及び前記タービンを停止する停止モードの何れかの運用モードを実行可能な発電設備において、発電コストと、時間にしたがって変動する予想売電価格との比較に基づき前記運用モードを選択して、所定期間に亘る運転計画を策定する、発電設備の運転計画の策定方法であって、前記予想売電価格と前記発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判定する判定工程と、前記判定工程の判定結果に基づいて、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高い収益期間については売電運転モードとし、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コスト以下の損失期間については、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードのそれぞれについて、下式（１）により損失指標を算出し、前記３つの運用モードの中から、損失指標の最も少ない運用モードを選択することで、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードの少なくとも１つからなる前記運転計画を策定する、策定工程とを備えたことを特徴としている。

$$\text{損失指標} = \text{売電損失} + \text{メンテナンス損失} + \text{売電に寄与しない運用損失} \cdot \cdot \cdot (1)$$

発明の効果

[0019] 本発明によれば、予想売電価格が発電コストよりも高い収益期間については売電運転モードが選択され、予想売電価格が発電コスト以下の損失期間については、売電運転モード、無負荷運転モード及び停止モードの中から最も損失指標の少ない運用モードが選択される。損失指標は、売電損失に加えて、メンテナンス損失及び売電に寄与しない運用損失を考慮したものなので、メンテナンスによる潜在的な損失や売電に寄与しない運用損失による損失が考慮された利益性の高い運転計画を策定できる。

図面の簡単な説明

[0020] [図1]図1は、本発明の第1実施形態の発電設備の運転計画策定システムの構成を示す機能ブロック図である。

[図2]図2は、本発明の第1実施形態に係る策定手段を説明するための模式図であって、縦軸を電力単価とし横軸を時間とするグラフに、予想売電価格ライン L_{Pe} （予想売電価格 Pe ）及び発電コスト Cp をプロットするとともに、運転計画を並べて示す図である。

[図3]図3は、本発明の第1実施形態に係る売電運転モードにおいて、予想売電価格 Pe 、発電コスト Cp 、発電負荷 Le 及びタービン回転速度 ω_t と、損失指標 J の計算式とを並べて示す模式図である。

[図4]図4は、本発明の第1実施形態に係る無負荷運転モードにおいて、予想売電価格 Pe 、発電コスト Cp 、発電負荷 Le 及びタービン回転速度 ω_t と、損失指標 J の計算式とを並べて示す図である。

[図5]図5は、本発明の第1実施形態に係る停止モードにおいて、予想売電価格 Pe 、発電コスト Cp 、発電負荷 Le 及びタービン回転速度 ω_t と、損失指標 J の計算式とを並べて示す図である。

[図6]図6は、本発明の第1実施形態に係る発電設備の運転計画策定方法を説明するための模式的なフローチャートである。

[図7]図7A及び図7Bは、本発明の第2実施形態に係る重み係数を決定するためのマップである。

[図8]図8は、本発明の第3実施形態に係る策定手段の追加機能を説明するための模式図であって、縦軸を電力単価とし横軸を時間とするグラフに、予想売電価格 Pe_1, Pe_2, Pe_3 及び発電コスト Cp をプロットするとともに、運転計画を並べて示す図である。

発明を実施するための形態

[0021] 以下、図面を参照して、本発明の実施の形態について説明する。

以下に示す各実施形態では、発電設備の運転計画策定システムを、一日前市場の入札に際して発電設備の24時間（所定期間）に亘る運転計画を策定するのに適用した例を説明する。

[0022] なお、以下に示す各実施形態はあくまでも例示に過ぎず、以下の実施形態で明示しない種々の変形や技術の適用を排除する意図はない。以下の実施形態の各構成は、それらの趣旨を逸脱しない範囲で種々変形して実施することができるとともに、必要に応じて取捨選択することができ、あるいは適宜組み合わせることが可能である。

[0023] [1. 第1実施形態]

[1-1. 構成]

本発明の第1実施形態に係る発電設備の運転計画策定システムの全体構成を、図1～5を参照して説明する。

図1は、本発明の第1実施形態の発電設備の運転計画策定システムの構成を示す機能ブロック図である。

図2は、縦軸を電力単価とし横軸を時間とするグラフに、予想売電価格ライン L_{Pe} （予想売電価格 Pe ）及び発電コスト Cp をプロットするとともに、運転計画を並べて示す図である。

図3は、売電運転モードにおいて、予想売電価格 Pe 、発電コスト Cp 、発電負荷 Le 及びタービン回転速度 ωt と、損失指標 J の計算式とを並べて示す図である。

図4は、無負荷運転モードにおいて、予想売電価格 Pe 、発電コスト Cp 、発電負荷 Le 及びタービン回転速度 ωt と、損失指標 J の計算式とを並べて示す図である。

図5は、停止モードにおいて、予想売電価格 Pe 、発電コスト Cp 、発電負荷 Le 及びタービン回転速度 ωt と、損失指標 J の計算式とを並べて示す図である。

[0024] 本実施形態の発電設備の運転計画策定システム（以下、単に策定システムともいう）1は、図1に示すように、策定装置2と、策定装置2に各種の情報を入力する入力手段（入力装置）3と、策定装置2から各種情報を出力する表示手段（表示装置）4とを備えて構成されている。

なお、入力手段3や表示手段4は、策定装置2とインターネットなどの通信回線を介して接続するようにしても良い。

[0025] 策定装置 2 は、予想売電価格設定手段（予想売電価格設定部） 2 1 と、判定手段（判定部） 2 2 と、策定手段（策定部） 2 3 と、記憶手段（記憶部） 2 9 とを備えて構成されている。記憶手段 2 9 には、予想売電価格設定手段 2 1 や、判定手段 2 2 や、策定手段 2 3 の制御に必要な各種プログラムやデータが記憶されている。本実施形態では、策定装置 2 は単一の装置により構成されている（すなわち、予想売電価格設定手段 2 1，判定手段 2 2，策定手段 2 3 及び記憶手段 2 9 は、同一装置の制御機能により構成されている）が、これに限定されない。例えば、予想売電価格設定手段 2 1，判定手段 2 2，策定手段 2 3 及び記憶手段 2 9 を、複数の装置にまたがって構成し、これらの複数の装置をインターネットなどの通信回線を介して接続するようにしても良い。

以下、予想売電価格設定手段 2 1，判定手段 2 2 及び策定手段 2 3 について説明する。

[0026] 予想売電価格設定手段 2 1 は、過去の実績に基づいて予測対象日（ここでは入札翌日）における予想売電価格ライン L_{Pe} を予測するものである。単位電力量当たりの予想売電価格 P_e は時間によって変動し、予想売電価格ライン L_{Pe} とは予想売電価格 P_e の 24 時間の推移を表している。ここでは、予想売電価格ライン L_{Pe} は、1 時間刻みで推定した予想売電価格 P_e を繋いで作成されたステップグラフとなっている（図 2 参照）。予想売電価格 P_e は、過去の実績における平均値を、予測対象日における予想気温や予想天気によって適宜修正したものである。

[0027] なお、予想売電価格設定手段 2 1 は必須ではなく、外部から予想売電価格情報を取得して、この取得した情報を記憶手段 2 9 に記憶させるようにしても良い。

[0028] 判定手段 2 2 は、時間毎に、予想売電価格 P_e と、単位電力量当たりの発電コスト C_p との比較を行って、予想売電価格 P_e が発電コスト C_p よりも高いか否かを判定する。発電コスト C_p は、発電設備の種々の仕様（発電設備の形式、使用燃料及びタービン駆動源の種類など）に応じて決まるものである。ここで

は、発電コスト C_p は、入力手段3から適宜入力されて記憶手段10に記憶される。発電コスト C_p が長期に亘って一定であることが予想される場合には、発電コスト C_p を予め記憶手段10に定数として記憶させておくようにしても良い。

[0029] 策定手段23は、単位時間毎（ここでは1時間毎）に発電設備の運用モード（以下、単にモードともいう）を選択する選択制御を行うことで24時間（所定期間）に亘る運転計画を策定するものである。

[0030] ここで、発電設備の運用モードについて説明する。発電設備は、タービンにより発電機を駆動して発電を行うものであり、ここでは、ガスタービン、排ガスボイラ、蒸気タービン及び発電機を備えたガスタービンコンバインドサイクル発電プラント（GTCC）である。以下の説明では、ガスタービン及び蒸気タービンをまとめてタービンともいう。

[0031] 発電設備が選択し得る運用モードには、発電運転モードと、無負荷運転モードと、停止モードとの3つの運用モードがある。

発電運転モードとは、タービンを発電機とを接続した状態で運転する（すなわち発電を行う）運用モードである。発電運転モードでは発電を行うので売電が可能である。したがって、以下、発電運転モードを売電運転モードという。

無負荷運転モードとは、タービンを発電機から断切した状態で運転する（すなわち負荷が掛らない状態でタービンを運転させる）運用モードである。無負荷運転モードでは発電機は駆動されない（発電しないので）売電はできない。

停止モードは、ガスタービンへの燃料供給を停止してタービンひいては発電機を停止する運用モードである。停止モードでは、発電機は停止しているので（発電しないので）売電はできない。

[0032] 以下、図2を参照して、策定手段23について具体的に説明する。

策定手段23は、判定手段22の比較結果に基づいて、予想売電価格 P_e が発電コスト C_p よりも高い時間帯（すなわち発電すれば収益が見込める収益期

間 te_p)については、運用モードとして売電運転モードを選択する。図2に示す例では、7時～17時及び18時～20時の各時間帯については、収益期間 te_p であるとして売電運転モードが選択される。

[0033] 一方、策定手段23は、判定手段22の比較結果に基づいて、予想売電価格 Pe が発電コスト Cp 以下である時間帯（すなわち発電すると損失が生じる損失期間 te_r ）については、下式（1）より算出される損失指標（損失額） J に基づいて、売電運転モード、無負荷運転モード及び停止モードの何れかを運用モードに選択する。

[0034] 具体的には、策定手段23は、売電運転モードを行った場合、無負荷運転モードを行った場合及び停止モードを行った場合（発電設備を停止した場合）の3つの場合について、下式（1）により、売電損失 $J1$ 、メンテナンス損失 $J2$ 及び売電に寄与しない運用損失（以下、単に運用損失という） $J3$ を使用して損失指標 J をそれぞれ算出する。そして、策定手段23は、損失指標 J が最も小さい運用モードを選択する。

$$\text{損失指標 } J = \text{売電損失 } J1 + \text{メンテナンス損失 } J2 + \text{運用損失 } J3 \quad \cdots (1)$$

[0035] ここで、売電損失 $J1$ とは、売電を行った場合に、発電コスト Cp よりも予想売電価格 Pe のほうが低いために生じる損失（いわゆる逆ザヤ損失）である。メンテナンス損失 $J2$ とは、部品（パーツ）の消耗すなわち寿命が消耗されたために当該部品の交換が必要となり、その結果生じるコスト増などによる損失（パーツ寿命の消耗損失）である。運用損失とは、起動時や無負荷運転時など売電（発電）に寄与しない時に消費する燃料費等である。

[0036] 図2に示す例では、0時～7時、17時～18時及び20時～24時の3つの時間帯については、策定手段23により、損失期間 te_r であるとして、各損失期間 te_r 毎に損失指標 J に基づいて運用モードが選択される。この結果、0時～7時については停止モードが選択され、17時～18時については、売電運転モードが選択され、20時～24時については停止モードが選択されている。その他の期間、つまり収益期間 te_p については、上述の通り運用モードとして売電運転モードが選択されている。

[0037] つまり、図2に示す例では、0時～7時については停止モード、7時～20時については売電運転モード及び20時～24時については停止モードが設定された24時間の運転計画100が策定されている。

なお、図2に示す運転計画が策定された場合には、通常、発電を行う7時～20時について入札を行い、それ以外の時間については入札しない。

[0038] 以下、図3～図5を参照して、売電運転モード、無負荷運転モード及び停止モードにおける損失指標Jの計算についてさらに説明する。

まず、売電運転モードについて図3を参照して説明する。予想売電価格 P_e が発電コスト C_p よりも安くなる損失期間 t_{e_r} において売電運転モードが選択される場合は、ガスタービン（GT）の運転による発電機の駆動が継続されタービン回転速度 ω_t 及び発電負荷 Le は一定値以上の値となる。このため、起動時や無負荷運転に伴うコストである運用損失 J_3 が発生することはない。したがって、売電運転モードにおける損失指標Jは、売電損失 J_1 とメンテナンス損失 J_2 との和となる。

[0039] より具体的に説明すると、損失指標Jは、下式（2）～（4）により、単位発電量当たりの損失 ΔC （=発電コスト C_p －予想売電価格 P_e ），損失期間 t_{e_r} における発電負荷 Le ，CIを行うまでの点検インターバル INT_CI ，CIに係る費用 C_CI ，TIを行うまでの点検インターバル INT_TI ，TIに係る費用 C_TI ，MIを行うまでの点検インターバル INT_MI ，MIに係る費用 C_MI 及び損失期間 t_{e_r} の時間 Δt （=損失期間 t_{e_r} の終了時刻 t_2 －開始時刻 t_1 ）を使用して演算される。

$$J = J_1 + J_2 \quad \dots (2)$$

[数1]

$$J_1 = \int_{t_1}^{t_2} (\Delta C \times Le) dt \quad \dots (3)$$

[数2]

$$J2 = C_CI \times \frac{\Delta t}{INT_CI} + C_TI \times \frac{\Delta t}{INT_TI} + C_MI \times \frac{\Delta t}{INT_MI} \quad \dots (4)$$

[0040] ここで、CIとはコンバスタインスペクション(Combustor Inspection)と呼ばれる燃焼機器廻りについての点検であり、燃焼機器廻りのパーツ(CIパーツ)の補修や交換が行われる。TIとはタービンインスペクション(turbine Inspection)と呼ばれるタービン廻りについての点検であり、タービン廻りのパーツ(TIパーツ)の補修や交換が行われる。MIとはメジャーインスペクション(Major Inspection)と呼ばれる発電設備全体の点検であり、発電設備全体のパーツ(MIパーツ)の補修や交換が行われる。

[0041] 点検インターバル(以下、単にインターバルともいう)INT_CI, INT_TI, INT_MIとは、点検を行ってから次の点検を行うまでのインターバルであり、累積運転時間に基づく。換言すれば、点検インターバルとは、累積運転時間による使用制限であり、その累積運転時間になると点検による補修または交換を行わなければならない。インターバルはCI, TI及びMIの順に短く(INT_CI < INT_TI < INT_MI)、費用(パーツの補修費用や交換費用)はCI, TI及びMIの順に安い(C_CI < C_TI < C_MI)。

上式(3)は、時刻t1～時刻t2までの時間Δt(すなわち損失期間te_rの長さ)と、発電コストCpと予想売電価格Peとの差額であるΔCにより規定される斜線領域において発生する売電損失を算出するものである。

上式(4)は、時刻t1～時刻t2までの時間Δt(すなわち損失期間te_rの長さ)の各点検インターバルINT_CI, INT_TI, INT_MIに占める比と、各点検CI, TI, MIに要する費用C_CI, C_TI, C_MIとを乗じることで、この時間Δtにおける潜在的なメンテナンス損失を算出するものである。

[0042] 次に、無負荷運転モードについて図4を参照して説明する。損失期間te_rにおいて、無負荷運転モードが選択された場合には、発電が行われない(発

電負荷 Le は0（零）になる）ので売電が行われることはない。このため、売電損失 $J1$ は発生しない。

したがって、無負荷運転モードにおける損失指標 J は、メンテナンス損失 $J2$ と運用損失 $J3$ との和となる。

[0043] より具体的に説明すると、無負荷運転モードにおける損失指標 J は、下式（5）～（7）により、点検インターバル INT_CI , INT_TI , INT_MI 、点検に係る費用 C_CI , C_TI , C_MI 及び損失期間 te_r の時間 Δt （つまり、無負荷運転時間の長さ）、無負荷運転時の短時間当たりの燃料消費量 F_wait 及び燃料単価 Fee_fuel を使用して演算される。

$$J = J2 + J3 \quad \dots (5)$$

[数3]

$$J2 = C_CI \times \frac{\Delta t}{INT_CI} + C_TI \times \frac{\Delta t}{INT_TI} + C_MI \times \frac{\Delta t}{INT_MI} \quad \dots (6)$$

$$J3 = F_wait \times \Delta t \times Fee_fuel \quad \dots (7)$$

燃料消費量 F_wait はタービン回転速度 ωt と比例関係にあり、上式（7）より算出される運用損失 $J3$ は図4の斜線の領域の大きさと相関する。

なお、上式（6）は上式（4）と同一の式であるので説明を省略する。

[0044] 次に、停止モードについて図5を参照して説明する。損失期間 te_r において、停止モードが選択された場合には、発電が行われない（発電負荷 Le は0（零）になる）ので売電が行われることはない。このため、売電損失 $J1$ は発生しない。

したがって、停止モードにおける損失指標 J は、メンテナンス損失 $J2$ と運用損失 $J3$ との和となる。

ここで、発電設備を停止することは、その後のガスタービンの起動が前提となり、停止モードにおけるメンテナンス損失 $J2$ と運用損失 $J3$ とは何れも起動に着目した損失である。

[0045] 以下、停止モードにおけるメンテナンス損失J2と運用損失J3について説明する。

まず、メンテナンス損失J2について説明する。メンテナンス損失J2は発電設備を構成する部品の寿命の消費の速さに相関するものである。部品の寿命の消費に関する制限には、累積運転時間による制限と、累積起動回数による制限とがある。売電運転モードと無負荷運転モードとにおけるメンテナンス損失J2は、運転時間の制限に関連するものであったのに対し、停止モードにおけるメンテナンス損失J2は、起動回数の制限に関連するものである。

[0046] 次に、運用損失J3について説明する。図5からも明らかなように、ガスタービンを起動してから、タービン回転速度 ω_t が安定するまでには時間が掛かり、発電負荷 Le が安定するまでにはさらに時間が掛かる。したがって、起動から発電負荷 Le が安定するまでに必要とされる燃料量（以下、起動時燃料量という）が、停止モードにおける運用損失J3となる。

[0047] より具体的に説明すると、停止モードにおける損失指標Jは、下式（8）～（10）により、CIを行うまでの制限起動回数 $Strt_CI$ 、CIに係る費用 C_CI 、TIを行うまでの制限起動回数 $Strt_TI$ 、TIに係る費用 C_TI 、MIを行うまでの制限起動回数 $Strt_MI$ 、MIに係る費用 C_MI 、起動時燃料量 F_strt 及び燃料単価 Fee_fuel を使用して演算される。

$$J = J2 + J3 \quad \dots (8)$$

[数4]

$$J2 = C_CI \times \frac{1}{Strt_CI} + C_TI \times \frac{1}{Strt_TI} + C_MI \times \frac{1}{Strt_MI} \quad \dots (9)$$

$$J3 = F_strt \times Fee_Fuel \quad \dots (10)$$

[0048] [1-2. フローチャート]

本実施形態の発電設備の運転計画の策定方法（以下、単に策定方法ともいう）について、図6を参照して説明する。

図6は、本実施形態の発電設備の運転計画の策定方法を説明するための模式的なフローチャートである。

[0049] ステップS1（判定工程）では、予想売電価格 P_e と発電コスト C_p との比較により、24時間の内、予想売電価格 P_e が発電コスト C_p よりも高い収益期間についてはステップS6に進んで売電運転モードが選択される。一方、予想売電価格 P_e が発電コスト C_p 以下の損失期間 te_r については、ステップS2に進む。ステップS2では、売電運転モード、無負荷運転モード及び停止モードのそれぞれのモードを運用モードとして選択した場合の損失指標 J を計算し、損失指標 J が最小であった運用モードがこの損失期間 te_r の運用モードとして選択される。すなわち、この損失期間 te_r の運用モードとして、損失指標 J が最小の運用モードが売電運転モードであった場合はステップS3に進んで売電運転モードが選択され、損失指標 J が最小であった運用モードが停止モードであった場合はステップS4に進んで停止モードが選択され、損失指標 J が最小であった運用モードが無負荷運転モードであった場合はステップS5に進んで無負荷運転モードが選択される。すなわち、ステップS2～S6により、本実施形態の策定工程が構成される。

[0050] [1-3. 効果]

第1実施形態の策定システム（策定方法）によれば、予想売電価格 P_e が発電コスト C_p よりも高い収益期間については売電運転モードが選択され、予想売電価格 P_e が発電コスト C_p 以下の損失期間 te_r については、売電運転モード、無負荷運転モード及び停止モードの中から最も損失指標の少ない運用モードが選択される。

損失指標は、売電損失に加えて、メンテナンス損失及び売電に寄与しない運用損失を考慮したものであるから、メンテナンス損失により寿命消耗による潜在的な損失が考慮され、運用損失により、売電には寄与しない再起動時や無負荷運転時の運用による損失が考慮されて、損失期間 te_r における運用モードが選択される。したがって、利益性の高い運転計画を策定できる。

[0051] [2. 第2実施形態]

[2 - 1 . 構成]

本発明の第2実施形態に係る発電設備の運転計画策定システム（策定方法）を、図7A及び図7Bを参照して説明する。

図7A及び図7Bは本発明の第2実施形態に係る重み係数を決定するためのマップである。

[0052] 本発明の第2実施形態の発電設備の運転計画策定システム（策定方法）は、第1実施形態に係る発電設備の運転計画策定システム（策定方法）に対して、策定手段（策定方法）に機能が追加されている。以下、この点について説明する。

第1実施形態で前述したように、部品の寿命の消耗に関する制限には、累積運転時間による制限と累積起動回数による制限とがある。この制限の内、どちらか一方が制限値に達した場合には、点検を行って補修又は交換を行わなければならない。

このため、累積運転時間が制限時間（以下、運転時間寿命ともいう）に達した場合には、累積起動回数が制限回数（以下、運転回数寿命ともいう）に対して余裕がある場合でも部品の補修又は交換を行わなければならない。同様に、累積起動回数が制限回数に達した場合には、累積運転時間が制限時間に対して余裕がある場合でも部品の補修又は交換を行わなければならない。

したがって、累積運転時間と累積起動回数とが同時に各制限値に達するのが理想的な運用である。このため、本実施形態では、累積運転時間と累積起動回数とが共に制限値近くまでなるように部品を使いきる（消耗しきる）ことができるような制御を行っている。

以下、累積運転時間や累積起動回数が制限値に近づくことを、寿命を消費すると表現する。

[0053] ここで、寿命の消費は、損失指標Jの要素の内、メンテナンス損失J2に関連する。売電運転モード及び無負荷運転モードでは、それぞれ、発電設備の起動を伴わないのでそのメンテナンス損失J2は、累積運転時間に関する寿命消費による損失（運転時間損失）が主体となる。逆に停止モードのメンテナ

ンス損失J2では、再起動を伴うので、累積起動回数に関する寿命消費による損失（起動回数損失）が主体となる。

そこで、本実施形態では、売電運転モード及び無負荷運転モードについては下式（11）によりメンテナンス損失J2を、算出する。すなわち、第1実施形態のJ2の計算式に対して重み付け係数（第1重み付け係数）k1を乗じている。

[数5]

$$J2 = \left(C_{CI} \times \frac{\Delta t}{INT_{CI}} + C_{TI} \times \frac{\Delta t}{INT_{TI}} + C_{MI} \times \frac{\Delta t}{INT_{MI}} \right) \times k1 \cdots (11)$$

また、停止モードについては下式（12）によりメンテナンス損失J2を算出する。すなわち、第1実施形態のメンテナンス損失J2の計算式に対して重み付け係数（第2重み付け係数）k2を乗じている。

[数6]

$$J2 = \left(C_{CI} \times \frac{1}{Strt_{CI}} + C_{TI} \times \frac{1}{Strt_{TI}} + C_{MI} \times \frac{1}{Strt_{MI}} \right) \times k2 \cdots (12)$$

[0054] そして、この重み付け係数k1, k2は、運転時間寿命に対する累積運転時間の比率（累積起動時間／運転時間寿命、以下、運転時間寿命消費率という）C1と、起動回数寿命に対する累積起動回数の比率（累積起動回数／起動回数寿命、以下、起動回数寿命消費率という）C2とによって、予め記憶手段29に記憶された図7A及び図7Bに示すマップによって決定される。

つまり、図7Aに示すように、起動回数寿命消費率C2が大きいほど、運転時間寿命消費率C1が小さいほど、重み付け係数k1が小さく設定され、図7Bに示すように、運転時間寿命消費率C1が大きいほど、起動回数寿命消費率C2が小さいほど、重み付け係数k2が小さく設定される。

[0055] なお、マップに替えて、寿命消費率C1, C2の関数により重み付け係数k1, k

2を計算するようにしても良い。

さらには、運転時間寿命消費率C1と起動回数寿命消費率C2との比に応じて、マップ又は関数により重み付け係数 k_1 , k_2 を決定するようにしても良い。

[0056] [2-2. 効果]

第2実施形態の策定システム（策定方法）によれば、第1実施形態の効果に加え、以下の効果がある。

起動回数寿命消費率C2が大きいほど、また、運転時間寿命消費率C1が小さいほど、重み付け係数 k_1 が小さく設定されることにより、重み付け係数 k_1 を使用して算出される売電運転モード及び無負荷運転モードのメンテナンス損失J2ひいては損失指標Jが少なめに計算される。この結果、重み付け係数を使用しない場合に較べると、相対的に、運転時間寿命を消費する売電運転モード又は無負荷運転モードが選択されやすくなる。

逆に、運転時間寿命消費率C1が大きいほど、また、起動回数寿命消費率C2が小さいほど、重み付け係数 k_2 が小さく設定されることにより、重み付け係数 k_2 を使用して算出される停止モードのメンテナンス損失J2ひいては損失指標Jが少なめに計算される。この結果、重み付け係数を使用しない場合に較べると、相対的に、起動時間寿命を消費する停止モードが選択されやすくなる。

[0057] このように、運転時間寿命消費率C1が小さいほど、運転時間寿命を消費する売電運転モード又は無負荷運転モードが運用モードとして選択されやすくなり、起動回数寿命消費率C2が小さいほど、起動回数寿命を消費する停止モードが運用モードとして選択されやすくなるので、起動回数寿命と起動時間寿命とのどちらか一方に消費が偏ることが抑制され、部品の消耗に伴う補修費用や交換費用を抑制することができる。

[0058] [2-3. その他]

上記実施形態では、起動回数寿命消費率C2が大きいほど、重み付け係数 k_1 を小さくするとともに重み付け係数 k_2 を大きくしているが、起動回数寿命消費率C2が大きいほど、重み付け係数 k_1 だけ小さくしてもよいし、重み付け係

数 k_2 だけ大きくしても良い。

同様に、上記実施形態では、運転時間数寿命消費率 C_1 が大きいほど、重み付け係数 k_2 を小さくするとともに重み付け係数 k_1 を大きくしているが、運転時間数寿命消費率 C_1 が大きいほど、重み付け係数 k_2 だけ小さくしてもよいし、重み付け係数 k_1 だけ大きくしても良い。

[0059] [3. 第3実施形態]

[3-1. 構成]

本発明の第3実施形態に係る発電設備の運転計画策定システム（策定方法）を、図8を参照して説明する。

図8は、本発明の第3実施形態に係る策定システム（策定方法）の追加機能を説明するための模式図であって、縦軸を電力単価とし横軸を時間とするグラフに、予想売電価格 Pe_1 , Pe_2 , Pe_3 及び発電コスト C_p の一例をプロットするとともに、運転計画（各時間毎に選択された運転モード）を重ねて示す図である。

[0060] 本発明の第3実施形態の発電設備の運転計画策定システム（策定方法）は、第1実施形態に対して、予想売電価格設定手段に機能が追加されていると共に策定手段に機能が追加されている。以下、この点について説明する。

[0061] 予想売電価格設定手段は、過去の実績に基づいて予測対象日（ここでは入札翌日）における3つの予想売電価格ライン L_{Pe1} , L_{Pe2} , L_{Pe3} を予測するものである。これらの予想売電価格ライン L_{Pe1} , L_{Pe2} , L_{Pe3} は予想売電価格 Pe_1 , Pe_2 , Pe_3 の24時間の推移を表している。

予想売電価格 Pe_2 は、過去の実績における平均値を天気や気温などで修正した価格である。予想売電価格 Pe_1 , Pe_3 は、過去の実績における平均値に対するばらつきを見込んだ価格であり、予想売電価格 Pe_1 は、平均値に高値側の最大ばらつきを加算して求めた、最高予想売電価格であり、予想売電価格 Pe_3 は、平均値に安値側の最大ばらつきを減算した最低予想売電価格である。そこで、予想売電価格 Pe_1 を最高予想売電価格 Pe_1 、予想売電価格 Pe_2 を平均売電価格 Pe_2 、予想売電価格 Pe_3 を最低予想売電価格 Pe_3 ともいう。

なお、第1実施形態と同様に、予想売電価格設定手段は必須ではなく、外部から予想売電価格情報を取得して、この取得した情報を記憶手段に記憶させるようにしても良い。

[0062] 策定手段は、予想売電価格 Pe_1 , Pe_2 , Pe_3 のそれぞれを使用して3通りの運転計画を策定する。つまり、判定手段による価格コスト C_p と最高予想売電価格ライン L_{Pe_1} （最高予想売電価格 Pe_1 ）との比較結果に基づいて、策定手段は仮運転計画100Aを策定し、判定手段による価格コスト C_p と平均予想売電価格ライン L_{Pe_2} （平均予想売電価格 Pe_2 ）との比較結果に基づいて、策定手段は仮運転計画100Bを策定し、判定手段23による価格コスト C_p と最低予想売電価格ライン L_{Pe_3} （最低予想売電価格 Pe_3 ）との比較結果に基づいて、策定手段は仮運転計画100Cを策定する。

各仮運転計画100A, 100B, 100Cは、第1実施形態で、価格コスト C_p と予想売電価格ライン L_{Pe} （予想売電価格 Pe ）との比較に基づいて1日の運転計画を作成した方法と同じ方法を使用して策定される。

[0063] そして、策定手段は、これらの仮運転計画100A, 100B, 100Cを合成して最終的な運転計画（以下、本運転計画ともいう）100Dを決定する。この合成は、1時間毎に、各仮運転計画100A, 100B, 100Cを構成する運用モードの中から最も多い運用モードをその時間の運用モードとして採用し、仮運転計画100A, 100B, 100Cの運用モードがすべて異なる場合は、平均予想売電価格 Pe_2 に基づく仮運転計画100Bの運用モードをその時間の運用モードとして採用する。

[0064] 図8に示す例では、0時～6時の間は、仮運転計画100A, 100B, 100Cの何れも停止モードであるので、本運転計画100Dでも停止モードが選択される。6時～7時の間は、仮運転計画100Aでは売電運転モード、仮運転計画100B, 100Cでは停止モードであるので、本運転計画100Dでは最も採用の多い停止モードが選択される。7時～10時の間は、仮運転計画100A, 100Bでは売電運転モード、仮運転計画100Cでは停止モードであるので、本運転計画100Dでは最も採用の多い売電運転モード

が選択される。同様に、10時～17時の間、18時～24時の間の各1時間については、仮運転計画100A, 100B, 100Cで最も採用の多い運用モードが、本運転計画100Dで選択されている。

[0065] 17時～18時の間は、仮運転計画100Aでは売電運転モード、仮運転計画100Bでは無負荷運転モード、仮運転計画100Cでは停止モードが選択されており、仮運転計画100A, 100B, 100Cで採用する運用モードが異なるため、本運転計画100Dでは、仮運転計画100Bで採用している無負荷運転モードが選択される。

[0066] [3-2. 効果]

第3実施形態の策定システム（策定方法）によれば、最大予想売電価格 $Pe1$, 平均予想売電価格 $Pe2$ 及び最低予想売電価格 $Pe3$ の3つに基づいて仮運転計画を策定し、この仮運転計画を合成して最終的な運転計画としているので、実際の売電価格が平均的な予想値から大きく外れるような場合でも、それに対応できる運転計画を採用することができる。

[0067] [3-3. その他]

(1) 上記実施形態では、仮運転計画100A, 100B, 100Cの運用モードがすべて異なる場合は、平均予想売電価格 $Pe2$ に基づく仮運転計画100Bの運用モードをその時間の運用モードとして採用するようにしたが、仮運転計画100A, 100B, 100Cの運用モードがすべて異なる場合には、入力手段（選択運用モード取得手段）3からどの運用モードを選択するかユーザにより選択させるようにしても良い。この場合、表示手段（推奨運用モード表示手段）4に、仮運転計画100Bが採用しているモードを推奨する表示させても良い。

これにより、仮運転計画100A, 100B, 100Cのモードがすべて異なる場合は、ユーザの知見に基づいてモードを選択することができる。

(2) 仮運転計画100A, 100B, 100Cを策定する際に、第2実施形態のように重み付け係数 $k1$, $k2$ を用いてメンテナンス損失 $J2$ を算出するようにしても良い。

[0068] [4. その他]

(1) 上記各実施形態では、発電設備をガスタービンコンバインドサイクル発電プラント (GTCC) としたが、本発明の発電設備の運転計画の策定システム (策定方法) は、GTCCへの適用に限定されない。例えば、蒸気ボイラと蒸気タービンからなる従来火力発電設備にも適用できるものである。

[0069] (2) 策定システム (策定方法) により策定した運転計画に基づき、売電運転モードを採用した時間帯について入札を行った場合でも、落札できない場合がある。この場合は、この落札できなかった時間帯について、無負荷運転モードを選択した場合と停止モードを選択した場合とで損失指標Jをそれぞれ算出して、損失指標Jの小さな運用モードを、売電モードから変更して採用するようにしても良い。

[0070] (3) 損失指標Jの比較により運用モードを選択する際に、最も小さい損失指標と、二番目に小さい損失指標との差 ΔJ が基準値 ΔJ_0 以内の場合には、最も損失指標の小さい運転モードと、二番目に小さい損失指標の運転モードのどちらかを、ユーザにより選択させるようにしても良い。上記基準値 ΔJ_0 は、例えば予想売電価格 P_e の予想精度に基づいて設定すればよい。

符号の説明

[0071] 1 発電設備の運転計画策定システム (策定システム)

2 策定装置

3 入力手段 (選択運用モード取得手段)

4 表示手段 (推奨運用モード表示手段)

2 1 予想売電価格設定手段

2 2 判定手段

2 3 策定手段

2 9 記憶手段

1 0 0, 1 0 0 D 運転計画

1 0 0 A, 1 0 0 B, 1 0 0 C 仮運転計画

C1 起動回数寿命消費率

C2 運転時間寿命消費率

C_p 発電コスト

C_{CI} CIに係る費用

C_{MI} MIに係る費用

C_{TI} TIに係る費用

F_{wait} 燃料消費量

Fee_{fuel} 燃料単価

F_{strt} 起動時燃料量

J 損失指標

J1 売電損失

J2 メンテナンス損失

J3 運用損失

k₁ 重み付け係数（第1重み付け係数）

k₂ 重み付け係数（第2重み付け係数）

L_{Pe}, L_{Pe1}, L_{Pe2}, L_{Pe3} 予想売電価格ライン

L_e 発電負荷

Pe1, Pe2, Pe3 予想売電価格

Strt_{CI} CIの制限起動回数

Strt_{MI} の制限起動回数

Strt_{TI} の制限起動回数

te_p 収益期間

te_r 損失期間

ΔC 単位発電量当たりの損失

INT_{CI} CIを行うまでのインターバル

INT_{MI} MIを行うまでのインターバル

INT_{TI} TIを行うまでのインターバル

L_e 損失期間te_rにおける発電負荷

Δt 損失期間te_rの時間

ΔJ 最も小さい損失指標と、二番目に小さい損失指標との差

ΔJ_0 ΔJ の基準値

ωt タービン回転速度

請求の範囲

[請求項1]

タービンにより発電機を駆動して発電し、前記タービンと前記発電機とを接続した状態で運転して売電する売電運転モード、前記タービンと前記発電機とを断切した状態で運転する無負荷運転モード及び前記タービンを停止する停止モードの何れかの運用モードを実行可能な発電設備において、発電コストと、時間にしたがって変動する予想売電価格との比較に基づき前記運用モードを選択して、所定期間に亘る運転計画を策定する、発電設備の運転計画の策定システムであって、

前記予想売電価格と前記発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判定する判定手段と、

前記判定手段の判定結果に基づいて、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高い収益期間については売電運転モードとし、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コスト以下の損失期間については、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードのそれぞれについて、下式（１）により損失指標を算出し、前記３つの運用モードの中から、前記損失指標の最も少ない運用モードを選択する選択制御を行うことで、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードの少なくとも１つからなる前記運転計画を策定する、策定手段とを備えたことを特徴とする、発電設備の運転計画策定システム。

損失指標＝売電損失＋メンテナンス損失＋売電に寄与しない運用損失…（１）

[請求項2]

前記メンテナンス損失には、前記発電設備の累積運転時間によって前記発電設備を構成する部品の運転時間についての寿命を消費する運転時間損失と、前記発電設備の累積起動回数によって前記部品の起動回数についての寿命を消費する起動回数損失とがあり、

前記売電運転モード及び前記無負荷運転モードのそれぞれの前記メンテナンス損失は前記運転時間損失が主体であり、

前記停止モードの前記メンテナンス損失は前記起動回数損失が主体であり、

前記策定手段は、

前記売電運転モード及び前記無負荷運転モードのそれぞれの前記メンテナンス損失を、第1重み付け係数を使用して決定し、

前記停止モードの前記メンテナンス損失を、第2重み付け係数を使用して決定し、

前記起動回数についての寿命に対する前記累積起動回数の比率が大きくなるほど、前記第1重み付け係数を小さくするか、前記第2重み付け係数を大きくするか、又は、前記第1重み付け係数を小さくするとともに前記第2重み付け係数を大きくし、

前記運転時間についての寿命に対する前記累積運転時間の比率が大きくなるほど、前記第1重み付け係数を大きくするか、前記第2重み付け係数を小さくするか、又は、前記第1重み付け係数を大きくするとともに前記第2重み付け係数を小さくする

ことを特徴とする、請求項1記載の発電設備の運転計画策定システム。

[請求項3]

前記予想売電価格として、最低予想売電価格、平均予想売電価格及び最高予想売電価格の三つの価格を使用し、

前記判定手段は、前記最低予想売電価格、前記平均予想売電価格及び前記最高予想売電価格のそれぞれについて、前記発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判定し、

前記策定手段は、前記最低予想売電価格、前記平均予想売電価格及び前記最高予想売電価格のそれぞれについて、前記選択制御を行うことで、前記所定期間における仮運転計画を策定し、前記最低予想売電価格に基づく第1仮運転計画と、前記平均予想売電価格に基づく第2仮運転計画と、前記最高予想売電価格に基づく第3仮運転計画とを合

成して、前記運転計画を策定する

ことを特徴とする、請求項 1 又は 2 記載の発電設備の運転計画策定システム。

[請求項4] 前記策定手段は、前記第 1 仮運転計画、前記第 2 仮運転計画及び前記第 3 仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードの中から、最も多く選択されている前記運用モードを採用することで、前記合成を行うことを特徴とする、請求項 3 記載の発電設備の運転計画策定システム。

[請求項5] 前記策定手段は、前記第 1 仮運転計画、前記第 2 仮運転計画及び前記第 3 仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードが何れも異なる場合には、前記第 2 仮運転計画において選択されている前記運用モードを採用することで、前記合成を行うことを特徴とする、請求項 4 記載の発電設備の運転計画策定システム。

[請求項6] 選択運用モード取得手段を備え、
前記策定手段は、前記第 1 仮運転計画、前記第 2 仮運転計画及び前記第 3 仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードが何れも異なる場合には、前記選択運用モード取得手段により取得した前記運用モードを採用することで、前記合成を行うことを特徴とする、請求項 4 記載の発電設備の運転計画策定システム。

[請求項7] 推奨運用モード表示手段を備え、
前記策定手段は、前記第 1 仮運転計画、前記第 2 仮運転計画及び前記第 3 仮運転計画のそれぞれにおいて同じ時刻に対して選択されている前記運用モードが何れも異なる場合には、前記推奨運用モード表示

手段に、推奨運用モードとして、前記第2仮運転計画の前記運用モードを表示する

ことを特徴とする、請求項6記載の発電設備の運転計画策定システム。

[請求項8]

タービンにより発電機を駆動して発電し、前記タービンと前記発電機とを接続した状態で運転して売電する売電運転モード、前記タービンと前記発電機とを断切した状態で運転する無負荷運転モード及び前記タービンを停止する停止モードの何れかの運用モードを実行可能な発電設備において、発電コストと、時間にしたがって変動する予想売電価格との比較に基づき前記運用モードを選択して、所定期間に亘る運転計画を策定する、発電設備の運転計画の策定方法であって、

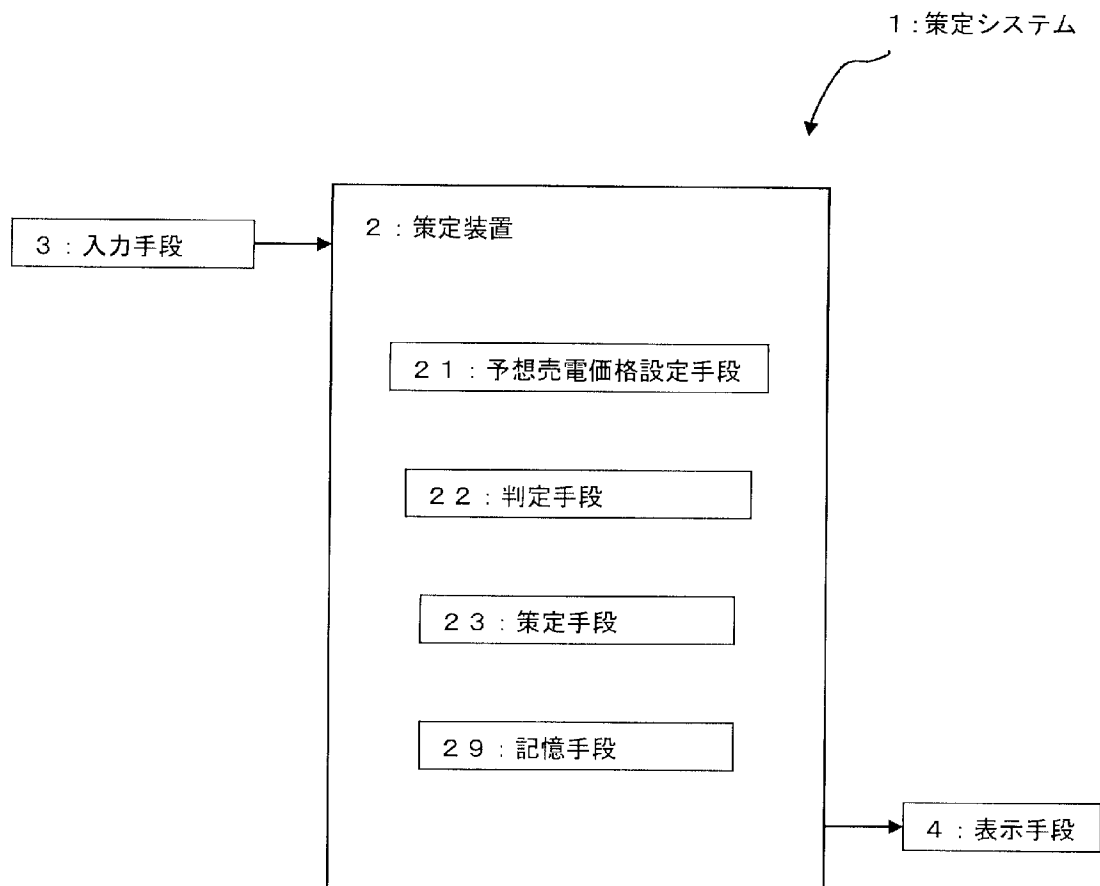
前記予想売電価格と前記発電コストとの比較を行って、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高いか否かを判定する判定工程と、

前記判定工程の判定結果に基づいて、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コストよりも高い収益期間については売電運転モードとし、前記所定期間の内、前記予想売電価格が前記発電コスト以下の損失期間については、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードのそれぞれについて、下式(1)により損失指標を算出し、前記3つの運用モードの中から、前記損失指標の最も少ない運用モードを選択することで、前記売電運転モード、前記無負荷運転モード及び前記停止モードの少なくとも1つからなる前記運転計画を策定する、策定工程とを備えた

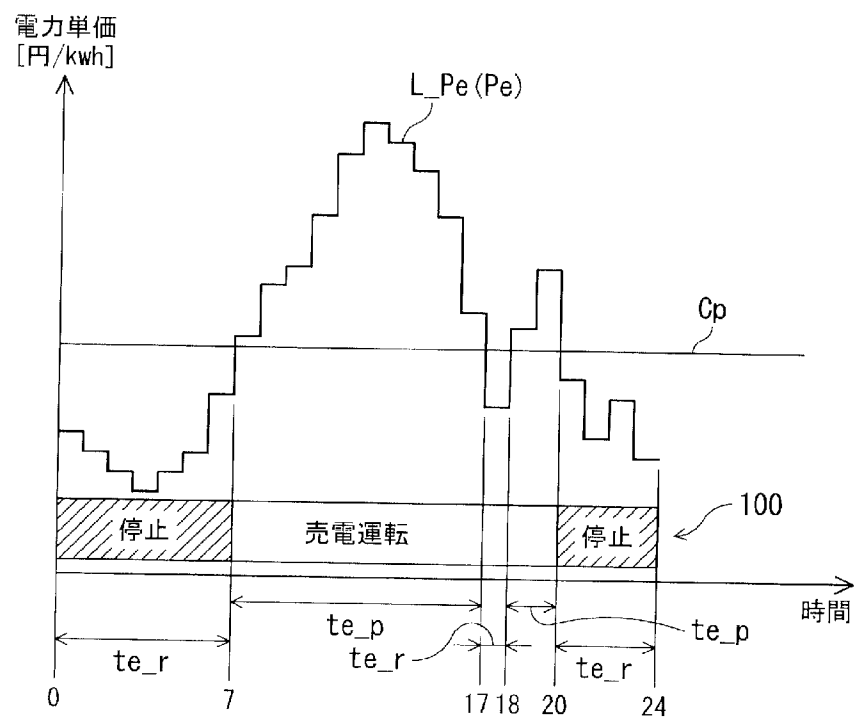
ことを特徴とする、発電設備の運転計画策定方法。

損失指標＝売電損失＋メンテナンス損失＋売電に寄与しない運用損失…(1)

[図1]



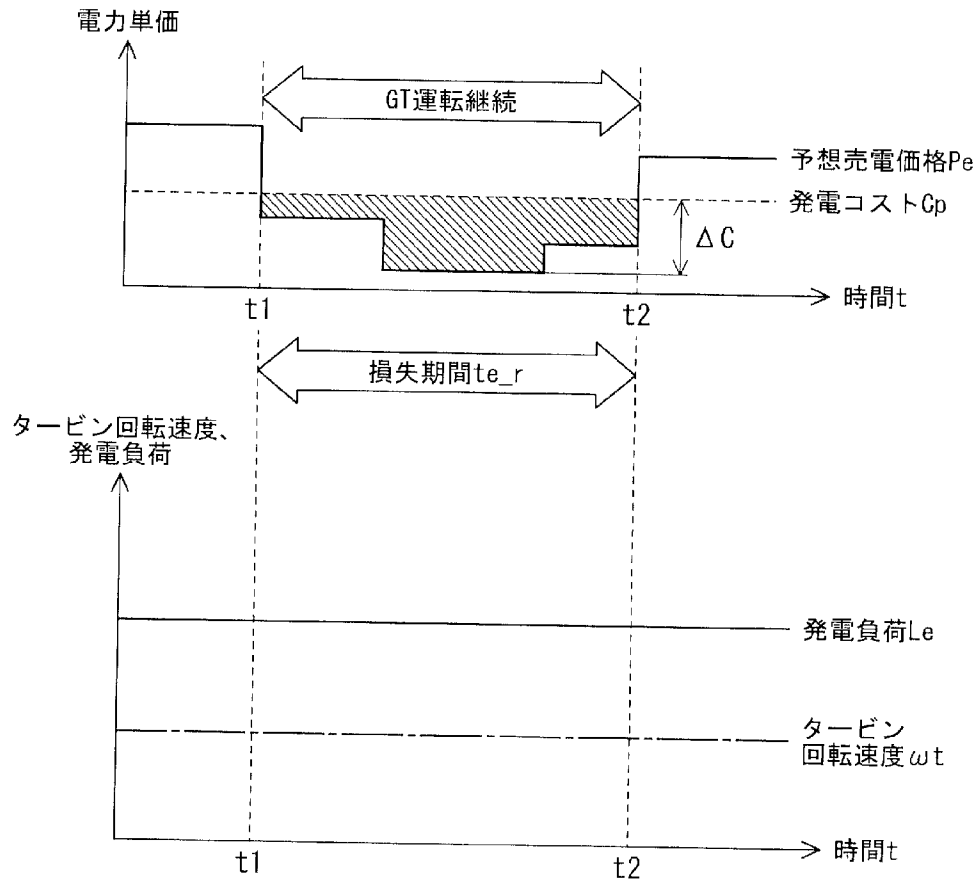
[図2]



[図3]

(1) 売電運転モード

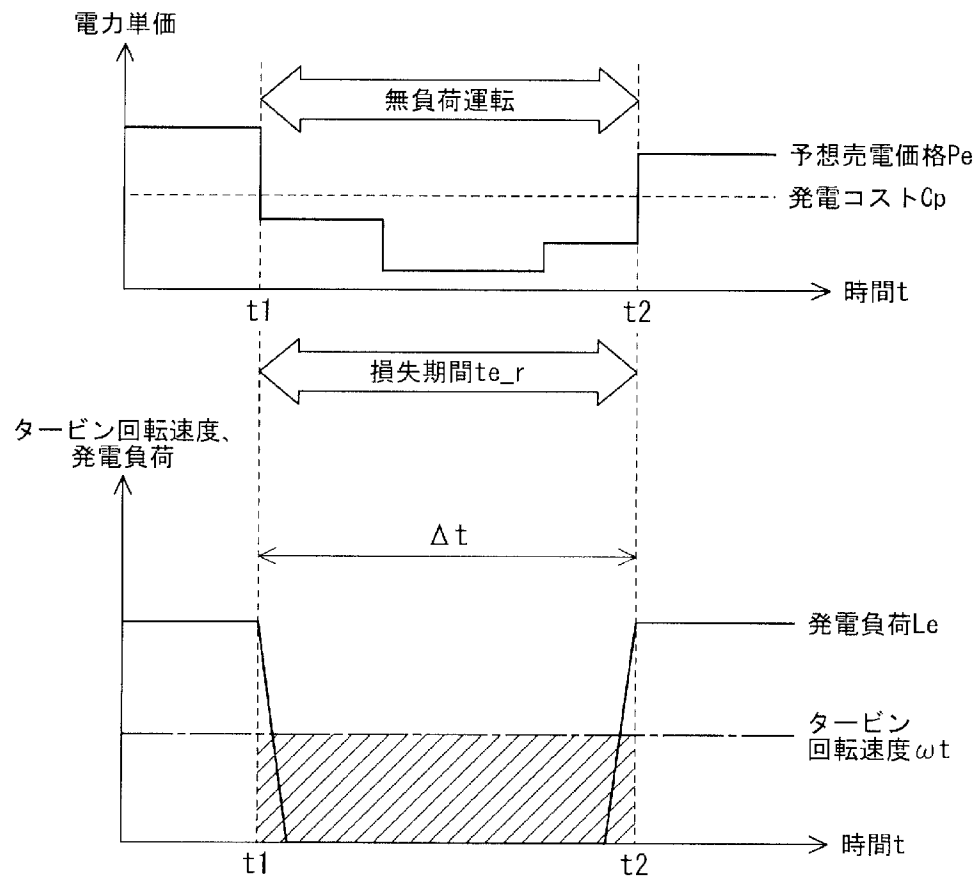
$$\boxed{\text{損失指標J (損失額)}} = \boxed{\text{売電損失J1 (逆ザヤ損失)}} + \boxed{\text{メンテナンス損失J2 (パーツ寿命の消耗損失)}}$$



[図4]

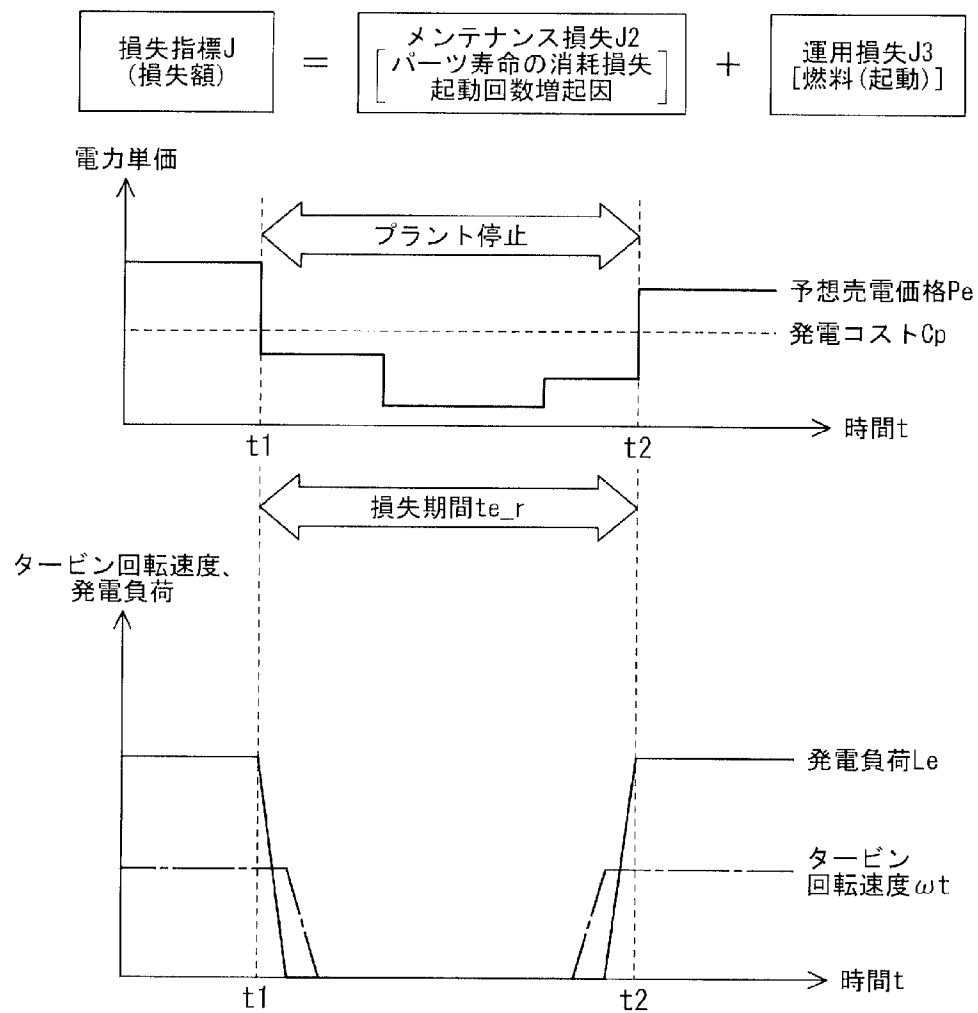
(2) 無負荷運転モード

$$\boxed{\text{損失指標J (損失額)}} = \boxed{\text{メンテナンス損失J2 (パーツ寿命の消耗損失)}} + \boxed{\text{運用損失J3 [燃料(待機)]}}$$

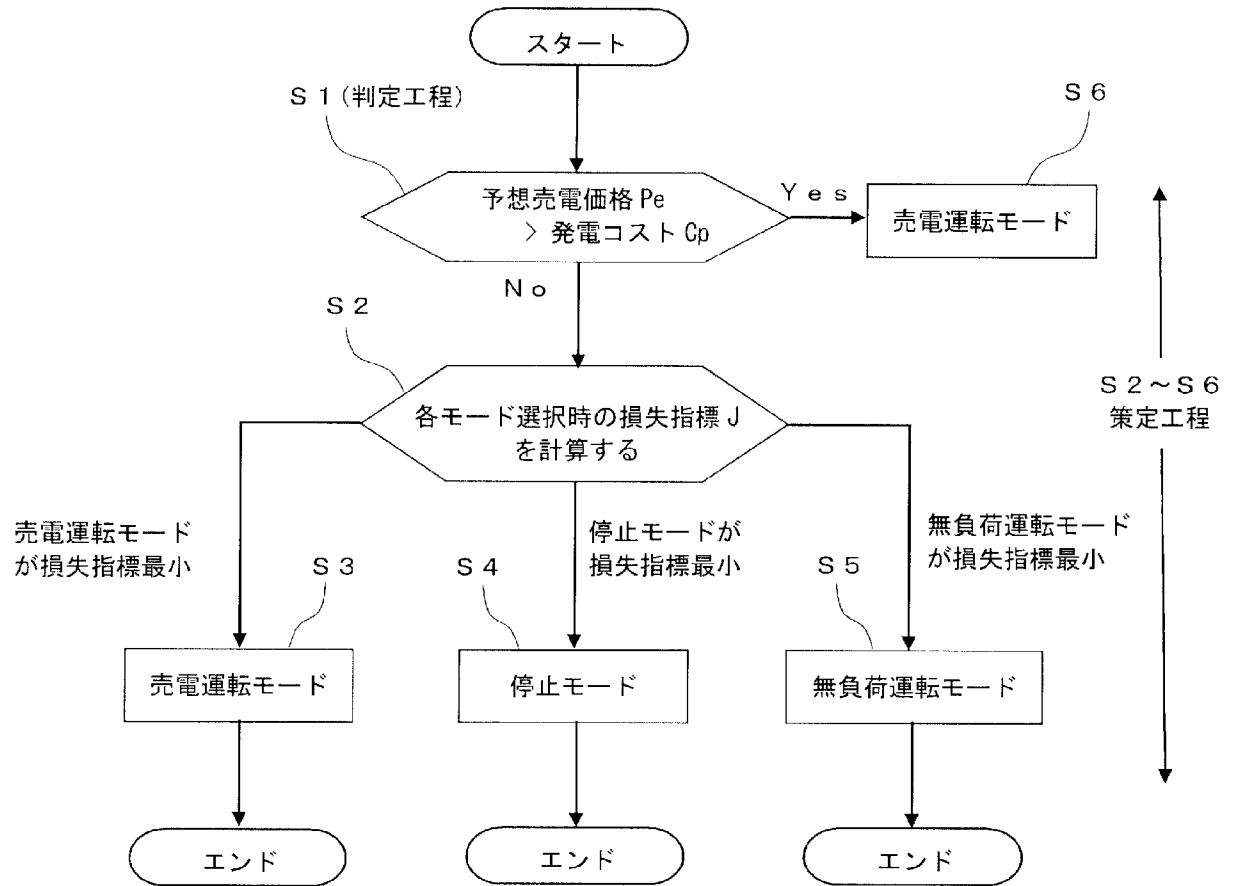


[図5]

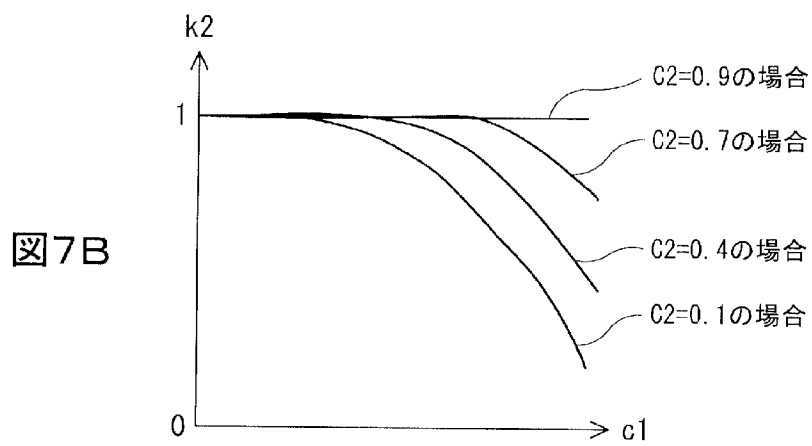
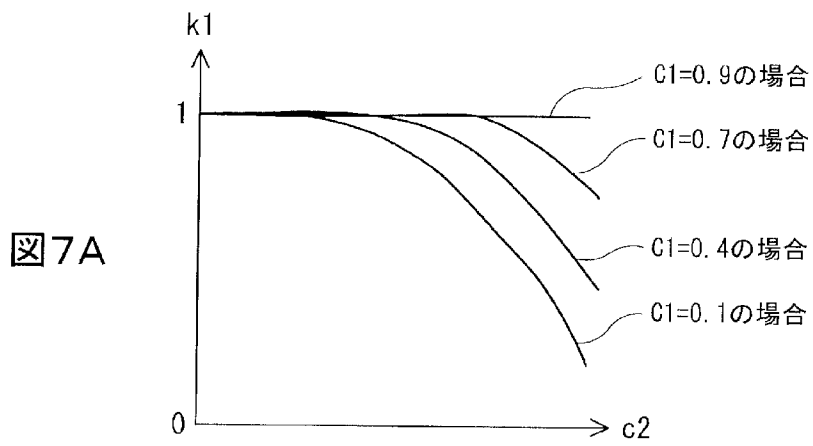
(3) 停止モード



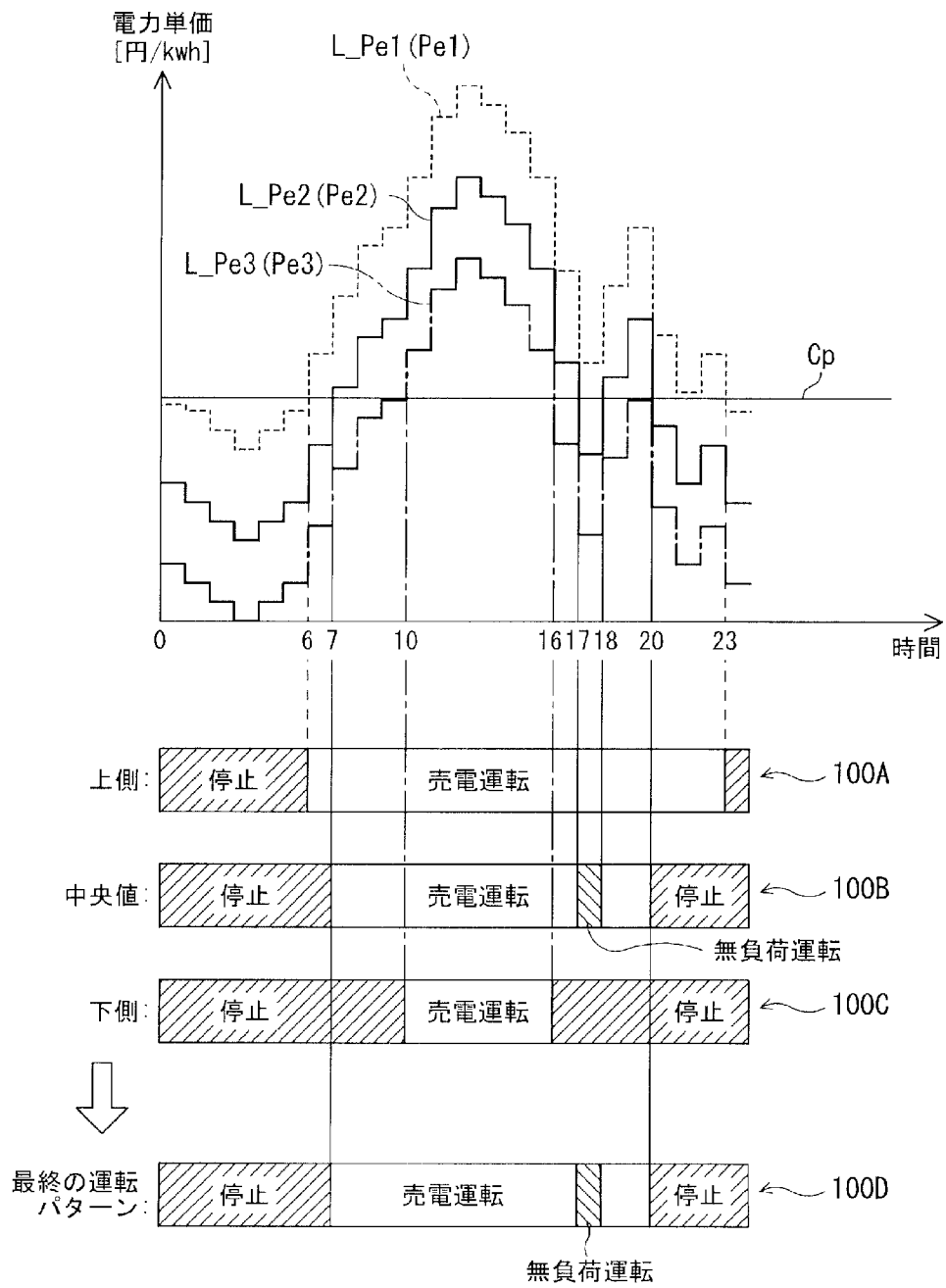
[図6]



[図7]



[図8]



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2015/076991

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

H02J3/00(2006.01)i, G06F19/00(2011.01)i, G06Q50/06(2012.01)i

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

H02J3/00, G06F19/00, G06Q50/06

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Jitsuyo Shinan Koho	1922-1996	Jitsuyo Shinan Toroku Koho	1996-2015
Kokai Jitsuyo Shinan Koho	1971-2015	Toroku Jitsuyo Shinan Koho	1994-2015

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	JP 2001-86645 A (Mitsubishi Electric Corp.), 30 March 2001 (30.03.2001), paragraphs [0008], [0018] to [0022]; fig. 3 (Family: none)	1-8
A	JP 9-179604 A (Toshiba Corp.), 11 July 1997 (11.07.1997), paragraphs [0021] to [0069]; fig. 6 to 7 & US 5873251 A column 3, line 52 to column 16, line 58; fig. 6 to 7	1-8
A	JP 2008-146105 A (Toshiba Corp.), 26 June 2008 (26.06.2008), paragraphs [0007], [0034] to [0041] (Family: none)	1-8

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☐ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
 "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date
 "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
 "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
 "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
 "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
 "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
 "&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search
03 December 2015 (03.12.15)

Date of mailing of the international search report
15 December 2015 (15.12.15)

Name and mailing address of the ISA/
Japan Patent Office
3-4-3, Kasumigaseki, Chiyoda-ku,
Tokyo 100-8915, Japan

Authorized officer

Telephone No.

A. 発明の属する分野の分類（国際特許分類（I P C））

Int.Cl. H02J3/00(2006.01)i, G06F19/00(2011.01)i, G06Q50/06(2012.01)i

B. 調査を行った分野

調査を行った最小限資料（国際特許分類（I P C））

Int.Cl. H02J3/00, G06F19/00, G06Q50/06

最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの

日本国実用新案公報	1 9 2 2 - 1 9 9 6 年
日本国公開実用新案公報	1 9 7 1 - 2 0 1 5 年
日本国実用新案登録公報	1 9 9 6 - 2 0 1 5 年
日本国登録実用新案公報	1 9 9 4 - 2 0 1 5 年

国際調査で使用した電子データベース（データベースの名称、調査に使用した用語）

C. 関連すると認められる文献

引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
A	JP 2001-86645 A（三菱電機株式会社）2001.03.30, 8段落, 18-22段落, 図3（ファミリーなし）	1-8
A	JP 9-179604 A（株式会社東芝）1997.07.11, 21-69段落, 図6-7 & US 5873251 A, 第3欄第52行-第16欄第58行, FIG. 6-7	1-8
A	JP 2008-146105 A（株式会社東芝）2008.06.26, 7段落, 34-41段落（ファミリーなし）	1-8

☐ C欄の続きにも文献が列挙されている。☐ パテントファミリーに関する別紙を参照。

* 引用文献のカテゴリー

「A」特に関連のある文献ではなく、一般的技術水準を示すもの

「E」国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの

「L」優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献（理由を付す）

「O」口頭による開示、使用、展示等に言及する文献

「P」国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願

の日の後に公表された文献

「T」国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と矛盾するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの

「X」特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの

「Y」特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの

「&」同一パテントファミリー文献

国際調査を完了した日

0 3 . 1 2 . 2 0 1 5

国際調査報告の発送日

1 5 . 1 2 . 2 0 1 5

国際調査機関の名称及びあて先

日本国特許庁（I S A / J P）

郵便番号100-8915

東京都千代田区霞が関三丁目4番3号

特許庁審査官（権限のある職員）

赤穂 嘉紀

5 T

5 5 8 5

電話番号 0 3 - 3 5 8 1 - 1 1 0 1 内線 3 5 6 8