(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
2018年9月20日(20.09.2018)

WIPO | PCT

(10) 国際公開番号
WO 2018/168091 A1

(51) 国際特許分類:
H02J 13/00 (2006.01) *G01R 21/00* (2006.01)
G01R 11/00 (2006.01)

(21) 国際出願番号： PCT/JP2017/042185

(22) 国際出願日： 2017年11月24日(24.11.2017)

(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 2017-050386 2017年3月15日(15.03.2017) JP

(71) 出願人: オムロン株式会社 (OMRON CORPORATION) [JP/JP]; 〒6008530 京都府京都市下京区塩小路通堀川東入南不動堂町８０１番地 Kyoto (JP).

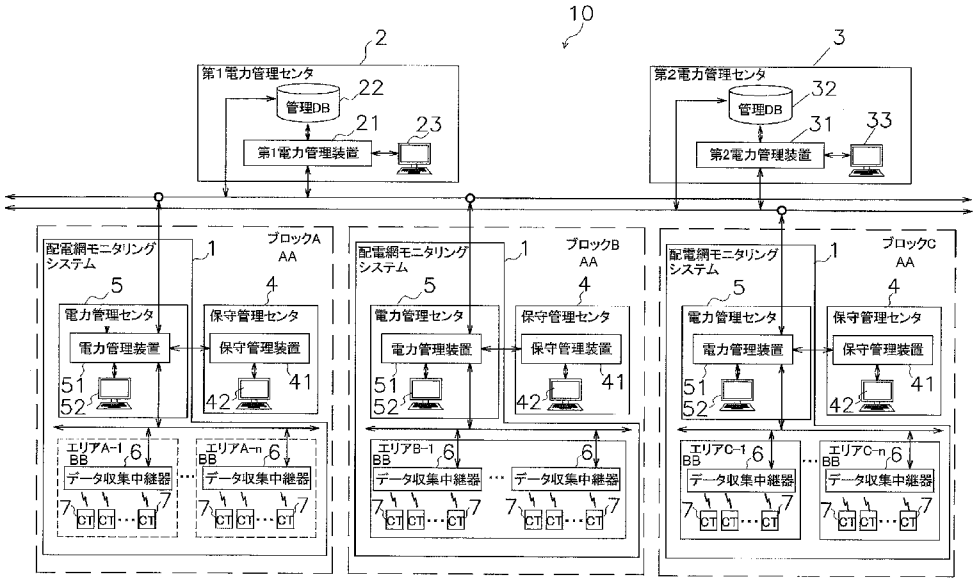
(72) 発明者: 竹谷 宏昭 (TAKEYA, Hiroaki); 〒6008530 京都府京都市下京区塩小路通堀川東入南不動堂町８０１番地 オムロン株式会社内 Kyoto (JP). 足立 達哉(ADACHI, Tatsuya); 〒4910201 愛知県一宮市奥町字野越４６番地 オムロンアミューズメント株式会社内 Aichi (JP).

(74) 代理人: 元山 雅史, 外(MOTOYAMA, Masafumi et al.); 〒5300054 大阪府大阪市北区南森町１丁目４番１９号 サウスホレストビル１１階 Osaka (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,

(54) **Title:** POWER DISTRIBUTION NETWORK MONITORING SYSTEM

(54) 発明の名称： 配電網モニタリングシステム



1 Power distribution network monitoring system
2 First power management center
3 Second power management center
4 Maintenance management center
5 Power management center
6 Data collection relay
21 First power management device
22, 32 Management DB
31 Second power management device
41 Maintenance management device
51 Power management device
AA Block
BB Area

(57) **Abstract:** A power distribution network monitoring system (1) is provided with CT sensors (7) and a power management device (51). The CT sensors (7) each comprise a measuring unit (71) and a transmission unit (73). The measuring units (71) are disposed at multiple predetermined locations on power lines constituting the distribution network, and measure the current in the power lines at the respective predetermined locations. The transmission units (73) wirelessly transmit, as transmission data, at least a portion of the measurement data obtained by the measuring units (71), such portion

WO 2018/168091 A1

[続葉有]

BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JO, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, 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, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, 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).

添付公開書類:

— 国際調査報告(条約第21条(3))

---

of data consisting of a current effective value and power spectra of a fundamental harmonic wave, third higher harmonic wave, and fifth higher harmonic wave, which are used in detecting abnormalities in the distribution network. The power management device (51) includes a reception unit (53a) and a management database (DB) (54). The reception unit (53a) receives the transmission data. The management DB (54) stores the received data.

(57) 要約:配電網モニタリングシステム(1)は、CTセンサ(7)と、電力管理装置(51)とを備える。CTセンサ(7)は、計測部(71)と、送信部(73)とを有する。計測部(71)は、配電網を構成する電力線の複数の所定位置に設置され、各々の所定位置において電力線の電流の測定を行う。送信部(73)は、計測部(71)による測定データの少なくとも一部のデータであり配電網の異常の検出に用いられる電流実効値ならびに基本波、第3高調波および第5高調波のパワースペクトルを送信データとして無線で送信する。電力管理装置(51)は、受信部(53a)と、管理DB(54)とを有する。受信部(53a)は、送信データを受信する。管理DB(54)は、受信したデータを記憶する。

明　細　書

発明の名称 ： 配電網モニタリングシステム

技術分野

[0001] 本発明は、配電網の異常を検出する配電網モニタリングシステムに関する。

背景技術

[0002] 従来、配電網の監視は、作業者による定期的な巡回によって行われている。作業者は、巡回の際に、所定位置または所定位置の間において電力線上で電気的な計測を行い、配電網の異常を検出する。

このような巡回において電気的な計測を行う際には、電力線に対して取り付けられ、ＣＴ（Current Transformer）によって電力線を流れる電流値を計測する計測装置が用いられる（例えば、特許文献１参照。）。

先行技術文献

特許文献

[0003] 特許文献1：特開２０１４－１７８２３８号公報

発明の概要

[0004] しかしながら、上記のような配電網の監視では、巡回の際に計測場所まで複数の作業者が訪れる必要があるため、計測に時間を要し、計測にかかるコストが大きくなる。また、定期的な巡回の間の期間における異常検出ができないため、突発的な異常の迅速な発見が困難である。

本発明の課題は、低コストで迅速に異常を検出することが可能な配電網モニタリングシステムを提供することにある。

（課題を解決するための手段）

第１の発明の配電網モニタリングシステムは、測定器と、管理装置とを備える。測定器は、測定部と、送信部とを有する。測定部は、配電網を構成する電力線の複数の所定位置に設置され、各々の所定位置において電力線の電気的測定を行う。送信部は、測定部による測定データの少なくとも一部のデ

ータであり配電網の異常の検出に用いられる検出用データおよび検出用データを用いて異常の検出が行われた結果の検出結果データの少なくとも一方のデータを送信データとして無線で送信する。管理装置は、受信部と、記憶部とを有する。受信部は、送信データを受信する。記憶部は、受信したデータを記憶する。

[0005] このように、測定器を用いて配電網を構成する電力線の電気的測定を行い、測定データのうち少なくとも一部のデータである検出用データ、もしくは、検出用データを用いて異常の検出が行われた結果の検出結果データが管理装置へと送信される。

このため、異常の検出に用いられるデータ若しくは検出結果のデータを管理装置が自動で受信でき、作業者が定期的に巡回して監視を行わなくてもよくなり、コストを下げることが可能となる。

[0006] また、無線により通信を行うことができるため、測定器は非接触で管理装置等の上位システムとデータ通信が可能となる。

また、測定器が常時電力線に設置されているため、電力線の電気的測定を所望のタイミングで行うことができ、配電網の異常を迅速に検出することができる。

なお、受信部は、測定器の送信部から無線で送信された送信データを受信しているが、送信部から直接的に受信するだけでなく、他の装置を介して間接的に受信してもよい。また、間接的に受信する際には、他の装置が無線で測定器の送信部から受信し、有線で検出装置に送信してもよい。

[0007] 第２の発明の配電網モニタリングシステムは、第１の発明の配電網モニタリングシステムであって、送信データは、検出用データを含む。管理装置は、検出用データを用いて配電網の異常を検出する異常検出部を有する。管理装置の記憶部は、異常の検出が行われた結果の検出結果データを記憶する。

これにより、管理装置において自動で配電網の異常の検出を行うことが可能となる。

[0008] 第３の発明の配電網モニタリングシステムは、第２の発明の配電網モニタ

リングシステムであって、中継器を更に備える。中継器は、複数の測定器から検出用データを無線で受信し、管理装置の受信部に検出用データを送信する。

これにより、中継器によって、複数の測定器の検出用データを一旦収集してから、管理装置へと送信することができる。

[0009] 第４の発明の配電網モニタリングシステムは、第２の発明の配電網モニタリングシステムであって、管理装置は、検出結果データを送信する送信部を有する。配電網モニタリングシステムは、上位管理装置を更に備える。上位管理装置は、受信部と、記憶部とを備える。受信部は、管理装置から送信された検出結果データを受信する。記憶部は、検出結果データを記憶する。管理装置は、測定器から検出用データを受信し、検出結果データを管理装置に送信するようにデータの中継を行う。

[0010] これにより、管理装置は、上位管理装置と測定器との間においてデータを中継する中継器として機能し、管理装置において異常の検出が行われ、異常検出結果を上位管理装置に送信することができる。このため、上位の管理装置に送信されるデータ量を減らすことができ、データ送信に使用する消費電力を抑制することができる。

また、中継器としての管理装置に異常検出結果データを記憶することにより、上位管理装置のバックアップとしての役割も果たす。

[0011] なお、管理装置と上位管理装置との接続は無線であってもよいし、有線であってもよい。

第５の発明の配電網モニタリングシステムは、第１の発明の配電網モニタリングシステムであって、測定器は、異常検出部を有する。異常検出部は、検出用データを用いて配電網の異常を検出する。送信データは、検出結果データを含む。管理装置の記憶部は、検出結果データを記憶する。

[0012] これにより、測定器において、異常の検出が行われ、その異常検出結果を管理装置に送信することができる。このため、管理装置に送信されるデータ量を減らすことができ、データ送信に使用する消費電力を抑制することがで

きる。例えば、高調波に関する異常を測定器において行うことにより、高調波に関しては異常の検出結果のみを送信すればよく、管理装置に高調波に関する異常を検出するためのデータを送信する必要がなくなる。

[0013] また、管理装置等の上位システムにおけるデータ処理を簡素化することができる。合わせて、送信データの縮小により管理装置に接続する測定器の接続数を増やすことが可能となる。

第６の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～４のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、異常検出部は、過負荷に関する異常、３相を構成する３本の電力線における電力のバランスに関する異常、電力損失に関する異常、および高調波に関する異常のうち少なくとも１つの種類の異常を検出する。

[0014] これにより、どのような種類の異常かを検出することができるため、異常に対する対処を行い易くなる。

第７の発明の配電網モニタリングシステムは、第５の発明の配電網モニタリングシステムであって、異常検出部は、過負荷に関する異常、および高調波に関する異常のうち少なくとも１つの種類の異常を検出する。

[0015] これにより、どのような種類の異常かを検出することができるため、異常に対する対処を行い易くなる。

第８の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～５のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、検出用データは、電力線の電流の実効値の情報を含む。異常検出部は、電流の実効値に基づいて、配電網の異常を検出する。

[0016] このように、電力線の電気的測定として電流を測定し、電流の実効値を求めることにより、配電網の異常を検出することができる。

第９の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～５のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、検出用データは、電力線の電流の基本波および基本波に対する高調波の情報を含む。異常検出部は、電流の基本波および高調波の情報に基づいて、配電網の異常を検出する。

[0017] このように、電力線の電気的測定として電流を測定し、電流の波形から基本波および高調波を求めることにより、配電網の異常を検出することが出来る。

第１０の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～５のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、検出用データは、電力線の電流の実効値の情報を含む。異常検出部は、予め設定された閾値よりも実効値が大きい場合に、所定位置における過負荷に関する異常の発生を検出する。

[0018] これにより、所定位置において過負荷が起こっていることを検出できる。また、電力線の複数の位置に測定器が設置されるため、複数の位置ごとに適切な閾値を設定することにより、複数個所において適切に過負荷の異常を検出することができる。

第１１の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～４のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、検出用データは、電力線の電流の実効値の情報を含む。測定器は、３相を構成するように並列に配置された３本の電力線の各々に取り付けられている。異常検出部は、各々の電力線の実効値に基づいて、３本の電力線における電力のバランスに関する異常の発生を検出する。

[0019] このように、Ｒ相、Ｔ相、およびＳ相の電力線のそれぞれに測定器を設置することにより、電力のバランス異常の発生を検出することができる。

第１２の発明の配電網モニタリングシステムは、第１１の発明の配電網モニタリングシステムであって、異常検出部は、３本の電力線の各々について算出される実効値の所定期間における平均実効値のうち、３つの平均実効値の平均値である全体平均値から最も乖離している平均実効値の、全体平均値からの乖離度合いが、予め設定された閾値よりも大きい場合に、３本の電力線においてバランス異常が発生したことを検出する。

[0020] 閾値をバランス異常の許容範囲の上限値に設定することにより、３相のバランス異常を検出することができる。

第１３の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～４のいずれかの発

明の配電網モニタリングシステムであって、検出用データは、電力線の電流の実効値の情報を含む。測定器は、配電網の所定の電力線の２箇所と、所定の電力線の２箇所の間から枝分かれする支線の全てに設けられている。異常検出部は、所定の電力線の２箇所における実効値と、全ての支線の実効値に基づいて、所定の電力線の２箇所の間における電力損失に関する異常が発生したことを検出する。

[0021] 配電網の所定領域への電気の入口と出口における電流の実効値と、所定領域において消費される電流の実効値を算出することにより、所定領域における異常な電力損失（例えば、盗電など）を求めることができる。

第１４の発明の配電網モニタリングシステムは、第１３の発明の配電網モニタリングシステムであって、異常検出部は、所定の電力線の２箇所のうちの上流側の実効値の所定期間における平均実効値からの下流側の実効値の所定期間における平均実効値の差である減少量から各々の支線の実効値の所定期間における平均実効値の和である使用量を引いた差である損失量の使用量に対する割合が予め設定された閾値以上の場合に、電力損失に関する異常が発生したことを検出する。

[0022] 例えば、閾値を２か所の間における通常の電力損失量の上限に設定することにより、閾値を超えた場合に電力損失に関する異常が発生していると判定することができる。

第１５の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～４のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、測定器は、配電網の所定の電力線の２箇所に設けられておいる。異常検出部は、所定の電力線の２箇所における実効値に基づいて、所定の電力線の２箇所の間における電力損失に関する異常が発生したことを検出する。

[0023] これにより、分岐が設けられていない電力線において例えば盗電などの異常な電力の損失を検出することができる。

第１６の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～５のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、検出用データは、電力線の電流

の基本波および基本波に対する高調波の情報を含む。基本波および高調波に関する情報は、電流から得られる基本波および高調波のパワースペクトルである。異常検出部は、基本波に対する高調波の比率が予め設定された閾値以上の場合、高調波に関する異常が発生したことを検出する。

[0024] 高調波が発生している場合、電子機器などに影響を及ぼす可能性があるが、これにより高調波の発生を迅速に検出でき、対処することが可能となる。

第１７の発明の配電網モニタリングシステムは、第１０、１２、１４、および１６のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、閾値は、段階的に値が大きくなるように複数設定されている。異常検出部は、大きい閾値を超える程異常の程度が大きいと判定する。

[0025] このように異常の程度を判別することができるため、程度が大きい異常になるほど迅速に対処することができる。

例えば、閾値を、注意レベルの値、要対処レベルの値、および緊急対処レベルの値に設定し、対処の優先順位を決定することができる。

第１８の発明の配電網モニタリングシステムは、第１～１７のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、測定器の送信部は、送信データとともに、測定器に固有の測定器識別情報を送信する。管理装置の記憶部は、送信データを測定器識別情報と関連付けて記憶する。

[0026] これにより、どの測定器によって異常が検出されたかわかるため、対処を行い易くなる。

第１９の発明の配電網モニタリングシステムは、第１～１８のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、測定器は、送信データとともに、送信データに関連する時刻情報を送信する。管理装置の記憶部は、送信データを時刻情報と関連付けて記憶する。

[0027] これにより、異常が検出された時刻または検出用データが測定された時刻を管理することができる。このため、例えば、特定の時刻に高調波が検出されることが確認された場合、その高調波は、特定の時刻に稼働している施設や機器などから発生されていると推定することが可能となる。

第２０の発明の配電網モニタリングシステムは、第１～１８のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、管理装置の記憶部は、送信データに、送信データに関連する時刻情報を付与し、送信データに時刻情報を関連付けて記憶する、

これにより、異常が検出された時刻または検出用データが測定された時刻を管理することができる。このため、例えば、特定の時刻に高調波が検出されることが確認された場合、その高調波は、特定の時刻に稼働している施設や機器などから発生されていると推定することが可能となる。

[0028] 第２１の発明の配電網モニタリングシステムは、第１～１７、１９、２０のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、管理装置の記憶部は、各々の測定器に固有の測定器識別情報と、各々の測定器の設置場所に関する情報とを関連付けて記憶する。

これにより、どの位置に設置された測定器によって異常が検出されたかわかるため、対処を行い易くなる。

[0029] 第２２の発明の配電網モニタリングシステムは、第２～５のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、管理装置または測定器は、異常検出部が異常を検知した場合に、異常に関する報知を行う報知部を有する。

これにより、配電網を保守する保守管理センタなどに知らせることが出来るため、迅速に対処することが可能となる。

[0030] また、管理装置が、更に上位の管理装置と測定器の中継器として機能する場合であっても、中継器において異常に関する報知を行ってもよい。これにより、中継器自体での異常発見が容易になる。

さらに、測定器において、異常に関する報知が行われてもよく、測定器が家屋や工場が使用する電力線に設置されている場合に、その家屋に住む人や、工場の作業者に異常を知らせることが可能となる。

[0031] 第２３の発明の配電網モニタリングシステムは、第１の発明の配電網モニタリングシステムであって、複数の中継器を更に備える。中継器は、測定器と管理装置との間において前記送信データの中継を行う。複数の測定器は、

複数のグループに分けられている。各々の中継器は、各々のグループに属する複数の測定器から測定器に固有の測定器識別情報と送信データを受信し、送信データおよび測定器識別情報とともに、中継器に固有の中継器識別情報を管理装置に送信し、管理装置の記憶部は、送信データを測定器識別情報および中継器識別情報と関連付けて記憶する。

[0032] これにより、グループごとに複数の測定器を中継器が担当することができ、どの測定器によって異常が検出されたかを特定することが可能となる。

また、担当していないグループの測定器の検出用データまたは検出結果データについては、不要データとして除外することが可能となる。

第２４の発明の配電網モニタリングシステムは、第６または７の発明の配電網モニタリングシステムであって、管理装置は、異常検出部がいずれかの異常を検知した場合に、異常の種類の報知を行う報知部を更に有する。

[0033] これにより、配電網を保守する保守管理センタなどに異常の種類を知らせることが出来るため、迅速に対処することが可能となる。

また、異常の種類によって、作業者の派遣や、測定器が設置されている電力線の使用者に知らせる等、対処を変更することも可能となる。

第２５の発明の配電網モニタリングシステムは、第１～２４のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、測定器は、検出結果データを記憶する記憶部を有する。

[0034] これにより、測定器に異常事象のイベントをログとして格納することができる。

第２６の発明の配電網モニタリングシステムは、第１～２５のいずれかの発明の配電網モニタリングシステムであって、測定器は、電力線を流れる電気を利用して、測定部に電力を供給する給電部を更に有する。

これにより、給電用の電線を用いなくても、電力線の電気的測定を行うことができる。

（発明の効果）

本発明によれば、低コストで迅速に異常を検出することが可能な配電網モ

ニタリングシステムを提供することが出来る。

図面の簡単な説明

[0035] [図1]本発明にかかる実施の形態における配電網モニタリングシステムが用いられたシステムの構成を示すブロック図。

[図2]図１のデータ収集中継器およびＣＴセンサの配電網における設置場所を示す図。

[図3]図１のデータ収集中継器およびＣＴセンサの構成を示すブロック図である。

[図4]図１の第１電力管理センタと電力管理センタの構成を示すブロック図。

[図5]図１の配電網モニタリングシステムのＣＴセンサの動作を示すフロー図。

[図6]図１の配電網モニタリングシステムのデータ収集中継器の動作を示すフロー図。

[図7]図３のデータ収集中継器の管理ＤＢに記憶されている設定情報テーブルを示す図。

[図8]図３のデータ収集中継器の管理ＤＢに記憶されている測定情報テーブルを示す図。

[図9]図１の配電網モニタリングシステムの電力管理装置の動作を示すフロー図。

[図10]図３の電力管理装置の管理ＤＢに記憶されている設定情報テーブルを示す図。

[図11]図３の電力管理装置の管理ＤＢに記憶されている測定情報テーブルを示す図。

[図12]図３の電力管理装置の管理ＤＢに記憶されている位置情報管理テーブルを示す図。

[図13]図３の電力管理装置の管理ＤＢに記録された異常ログである異常管理テーブルを示す図。

[図14]図３の電力管理装置による配電線の異常判定処理を示すフロー図。

[図15]図１４の異常判定処理におけるオーバーロード異常判定の処理を示すフロー図。

[図16]電流実効値の時間変化のグラフを示す図。

[図17A]図１４の異常判定処理における不平衡異常判定の処理を示すフロー図。

[図17B]図１４の異常判定処理における不平衡異常判定の処理を示すフロー図。

[図18]各幹線における電流実効値の時間変化のグラフを示す図。

[図19]不平衡率の時間変化のグラフを示す図。

[図20A]図１４の異常判定処理における損失異常判定の処理を示すフロー図。

[図20B]図１４の異常判定処理における損失異常判定の処理を示すフロー図。

[図21]損失異常判定のイメージの一例を示す図。

[図22]損失率の時間変化のグラフを示す図。

[図23]図１４の異常判定処理における高調波異常判定の処理を示すフロー図。

[図24]ＣＴセンサで算出されるパワースペクトルを示す図。

[図25]ひずみ率の時間変化のグラフを示す図。

[図26]データ収集中継器の変形例の構成を示すブロック図。

[図27]ＣＴセンサの変形例の構成を示すブロック図。

[図28]データ収集中継器およびＣＴセンサの変形例の構成を示すブロック図。

発明を実施するための形態

[0036] 以下に、本発明の実施の形態に係る配電網モニタリングシステムについて図面に基づいて説明する。

＜構成＞

（配電網システム１０の概要）

図１は、本発明に係る実施の形態における配電網システム１０の構成を示すブロック図である。

[0037] 本発明に係る実施の形態における配電網モニタリングシステム１は、配電網システム１０に設けられている。配電網モニタリングシステム１は、配電網を構成する配電線の所定の位置に設置された複数のＣＴ（Current Transformer）センサを用いて配電網の監視を行い異常の検出を行う。

本実施の形態の配電網システム１０には、第１電力管理センタ２および第２電力管理センタ３が設けられている。第１電力管理センタ２は、ブロックＡおよびブロックＢにおける配電網の管理を行っており、第２電力管理センタ３は、ブロックＣにおける配電網の管理を行う。ここで、第１電力管理センタ２および第２電力管理センタ３は、例えば、関西電力、中部電力などに設けられている管理センタである。また、ブロックＡ、Ｂは、例えば大阪府、奈良県等の関西電力が担当する府または県を示し、ブロックＣは、愛知県等の中部電力が担当する県を示す。

[0038] 本実施の形態の配電網システム１０は、ブロックＡ、ブロックＢおよびブロックＣの各ブロックに、配電網モニタリングシステム１と、保守管理センタ４とを備える。配電網モニタリングシステム１は、各ブロックにおける配電網の監視を行い異常の検出を行う。保守管理センタ４は、配電網モニタリングシステム１の検出結果に基づいて各ブロックの保守管理を行う。

[0039] 配電網モニタリングシステム１は、電力管理センタ５と、複数のデータ収集中継器６と、複数のＣＴセンサ７とを有する。電力管理センタ５は、各ブロックにおける電力の管理を行い、ブロック内の配電網の異常を検出する。データ収集中継器６は、複数のＣＴセンサ７からデータを収集する。ＣＴセンサ７は、配電線を流れる電気的なエリアごとに複数設置されており、配電線の電流の測定を行う。

[0040] 配電線の電流がＣＴセンサ７によって測定されており、ＣＴセンサ７からデータがデータ収集中継器６を経由して電力管理センタ５に送られ、そのデータに基づいて、電力管理センタ５によって異常の検出が行われる。

ここで、エリアとは、例えば、ブロック内において所定の変電所から送信されている区域若しくは、市や町などの市町村の区域を示す。

[0041] ブロックＡでは、複数のエリアＡ－１・・・Ａ－ｎのエリア毎に１つのデータ収集中継器６が設けられており、１つのエリアに設置されている複数のＣＴセンサ７のデータを１つのデータ収集中継器６が収集している。ブロックＢでは、１つのエリアＢ－１に複数のデータ収集中継器６が設けられており、１つのエリアに設置されている複数のＣＴセンサ７のデータを複数のデータ収集中継器６が収集している。ブロックＢのような場合、複数のＣＴセンサ７はグループに分けられており、各々のデータ収集中継器６は、グループに所属する複数のＣＴセンサ７のデータを収集する。ブロックＡでは、１つのデータ収集中継器６が担当する１つのエリアが１つのグループを構成しているともいえる。このように、データ収集中継器６は、エリアに１つだけ設けられていてもよいし、複数設けられていてもよい。

[0042] （データ収集中継器およびＣＴセンサの設置）

図２は、配電網１００におけるデータ収集中継器６およびＣＴセンサ７の設置場所を示す図である。図２では、送電方向上流側の電柱１０１と下流側の電柱１０２が示されており、電柱１０１と電柱１０２の間にＲＴＳの３相を構成する３本の幹線として配電線１０３、１０４、１０５が掛け渡されている。電柱１０１から電柱１０２の方向に電気が流れる。配電線１０３がＲ相の配電線である、配電線１０４がＳ相の配電線であり、配電線１０５がＴ相の配電線である。また、配電線１０５からは支線として配電線１０６が分岐し、家屋１０７内の電気設備に繋がっている。

[0043] データ収集中継器６は、電柱１０１および電柱１０２の各々に設置されている。場所による区別を行うために、電柱１０１に設置されているデータ収集中継器６を６ａとし、電柱１０２に設置されているデータ収集中継器６を６ｂとする。

ＣＴセンサ７は、クランプ型であり、配電線（電力線の一例）に着脱可能に設置される。ＣＴセンサ７は、配電線１０３、１０４、１０５の各々の配電線において電柱１０１の近傍と電柱１０２の近傍に設置されている。更に、ＣＴセンサ７は、配電線１０６の家屋１０７近傍に設置されている。

[0044] ここで、後述する説明のために、場所によって区別できるようＣＴセンサ７の符号にａ～ｆを付与する。配電線１０３の電柱１０１近傍に設置されているＣＴ７センサを７ａとし、配電線１０４の電柱１０１近傍に設置されているＣＴ７センサを７ｂとし、配電線１０５の電柱１０１近傍に設置されているＣＴセンサ７を７ｃとする。配電線１０３の電柱１０２近傍に設置されているＣＴセンサ７を７ｄとし、配電線１０４の電柱１０２近傍に設置されているＣＴセンサ７を７ｅとし、配電線１０５の電柱１０２近傍に設置されているＣＴセンサ７を７ｆとする。また、配電線１０６に設置されておるＣＴセンサ７を７ｇとする。

[0045] 図２では、ＣＴセンサ７ａ、７ｂ、７ｃ、７ｇのデータは、データ収集中継器６ａに送信され、ＣＴセンサ７ｄ、７ｅ、７ｆのデータは、データ収集中継器６ｂに送信される。ＣＴセンサ７とデータ収集中継器６との間の通信は、後述するように無線によって行われる。

（ＣＴセンサ）

図３は、データ収集中継器６およびＣＴセンサ７の構成を示すブロック図である。

[0046] ＣＴセンサ７は、図３に示すように、計測部７１と、給電部７２と、送信部７３と、設定部７４と、ＲＴＣ（real time clock）７５と、ＲＴＣ制御部７６とを有し、配電線に着脱可能に取り付けることができる。計測部７１は、給電部７２からの給電により配電線を流れる電流のトレンドを計測する。詳細には、計測部７１は、配電線の周囲に着脱可能に取り付けられるコイル部およびコイル部を流れる電流を測定するためのシャント抵抗などを有している。このシャント抵抗の両端の電圧を測定することにより、配電線を流れる電流を検出することができる。

[0047] また、計測部７１には、演算部（図示せず）が設けられており、検出した電流の波形から、電流の実効値、ならびに電流の基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ）を演算する。

給電部７２は、コイル部に発生する電気を蓄えて、計測部７１に給電する

。なお、コイル部に生じる電流の方向をシャント抵抗側もしくは給電部７２側に切り替える構成が設けられており、給電部７２に蓄電される際にはコイル部に生じる電流はシャント抵抗に供給されず、給電部７２に供給される。また、計測部７１によって電流の計測を行う際には、給電部７２側には電気が流れない。

[0048] 設定部７４は、ＣＴセンサ７を識別するためのセンサＩＤ(identification)（測定器識別情報の一例）を設定する。

ＲＴＣ制御部７６は、計測部７１が電流波形を計測したタイミングの時刻情報をＲＴＣ７５から取得し、送信部７３へと送信する。

送信部７３は、計測部７１によって計測され演算されたデータ（電流の実効値、基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ））をデータ収集中継器６に無線で送信する。これらのデータは、電力管理装置５１において異常の検出に用いられる検出用データである。

[0049] 送信部７３は、検出用データに加えて、設定部７４で設定されたセンサＩＤおよびＲＴＣ制御部７６が取得した時刻情報も検出用データに関連付けて測定情報（送信データの一例）として送付する。時刻情報は、検出用データを測定したときの時刻を示す。なお、ＲＴＣ制御部７６から時刻情報が計測部７１に送信され、計測部７１において検出用データに時刻情報が付与されてもよいし、計測部７１から計測用データがＲＴＣ制御部７６に送信されて、ＲＴＣ制御部７６において、検出用データに時刻情報が付与されてもよい。

[0050] また、ＣＴセンサ７は、例えば、６分間隔などで定期的にデータ収集中継器６にセンサＩＤ、時刻情報、および検出用データを送信する。

（データ収集中継器）

図３に示すように、データ収集中継器６は、通信部６１と、管理ＤＢ（Data base）６２と、通信部６３と、を有する。

[0051] 通信部６１は、複数のＣＴセンサ７と通信を行う。通信部６１は、受信部６１ａを有し、複数のＣＴセンサ７から無線によって送信されてくる測定情

報（センサＩＤ、時刻情報、および検出用データ）の受信を行う。

管理ＤＢ６２は、複数のＣＴセンサ７から送信される設定情報（後述する図７の設定情報テーブル９１参照）と測定情報データ（後述する図８の測定情報テーブル９２参照）をテーブルとして記憶して管理する。

[0052] 通信部６３は、電力管理装置５１と通信を行う。通信部６３は、受信部６３ａおよび送信部６３ｂを有する。受信部６３ａは、電力管理センタ５の電力管理装置５１からの設定要求およびデータ取得要求を受信する。データ取得要求は、定期的（例えば、６０分間隔）に電力管理センタ５から送信される。設定要求は、データ収集中継器６の管理コードの設定を要求する。送信部６３ｂは、センサＩＤ、時刻情報、検出用データ、および中継器管理コード（中継器識別情報の一例）を電力管理センタ５に送信する。

[0053] （電力管理センタ）

電力管理センタ５は、電力管理装置５１と、表示部５２とを有する。電力管理装置５１は、データ収集中継器６から受信した検出用データを用いて配電網における異常の検出を行う。

図４は、第１電力管理センタ２と電力管理センタ５の構成を示すブロック図である。図４に示すように、電力管理装置５１は、通信部５３と、管理ＤＢ５４と、通信部５５と、異常判定部５６と、を有する。通信部５３は、データ収集中継器６と通信を行う。通信部５３は、受信部５３ａと、送信部５３ｂとを有する。受信部５３ａは、図１に示すように、複数のデータ収集中継器６の送信部６３ｂから送信されるセンサＩＤ、時刻情報、検出用データ、および中継器管理コードを受信する。送信部５３ｂは、各々のデータ収集中継器６に設定要求およびデータ取得要求を送信する。

[0054] 管理ＤＢ５４は、受信部５３ａを介して受信した中継器管理コードおよびセンサＩＤ、時刻情報、および検出用データを記憶する。上述したように、ＣＴセンサ７から６分ごとに検出用データがデータ収集中継器６に送信されるため、データ収集中継器６にデータ取得要求が６０分ごとに送信されると、データ収集中継器６から電力管理装置５１には、１度に１０回分の検出用

データが送信されることになる。管理ＤＢ５４は、これらの検出用データ（電流の実効値、基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ））を、センサＩＤ、時刻情報、中継器管理コード、およびエリアコードとともにテーブルとして記憶する。

[0055] また、管理ＤＢ５４は、異常を検出する際の閾値、および検出された検出結果データ（異常の有無、異常の種類、異常の程度）も記憶する。なお、管理ＤＢ５４は、第１電力管理センタ２から受信した設定情報も記憶し、更新する。

通信部５５は、第１電力管理センタ２と通信を行う。通信部５５は、受信部５５ａと、送信部５５ｂを有する。受信部５５ａは、第１電力管理センタ２から設定情報を受信する。送信部５５ｂは、第１電力管理センタ２に検出結果データを送信する。

[0056] 異常判定部５６は、管理ＤＢ５４に記憶された検出用データに基づいて配電網の異常を検出する。異常判定部５６は、オーバーロード判定部８１と、不平衡判定部８２と、損失判定部８３と、高調波判定部８４と、異常登録部８５と、異常通知部８６とを有する。

オーバーロード判定部８１は、各々のＣＴセンサ７の設置箇所における配電線に予め設定された電流レンジよりも大きい値の電流が流れている場合に、オーバーロード異常が発生したことを検出する。詳細については後述するが、図２に示すＣＴセンサ７ａ～７ｆの各々の電流実効値からオーバーロード異常を判定することができる。

[0057] 不平衡判定部８２は、ＲＳＴの三相の配電線を流れる電流の不平衡を判定する。図２に示すＣＴセンサ７ａ、７ｂ、７ｃで検出される電流実効値によって配電線１０３、１０４、１０５に流れる電流の不平衡を判定することができる。また、ＣＴセンサ７ｄ、７ｅ、７ｆで検出される実効値によって配電線１０３、１０４、１０５に流れる電流の不平衡を判定することができる。

[0058] 損失判定部８３は、配電網の所定区域における損失が異常であることを判

定する。例えば、図２では、ＣＴセンサ７ｃ、７ｆ、７ｇを用いて、配電線１０５、１０６の所定区域における電力の異常な損失を検出することができる。ＣＴセンサ７ｃは、配電線１０５、１０６の所定区域の入口に設置されている。ＣＴセンサ７ｆは、所定区域の出口に設置されている。ＣＴセンサ７ｇは、所定区域において電気を使用している家屋１０７近傍に設置されている。これらのＣＴセンサ７ｃ、７ｆ、７ｇによって、所定区域内で減少している電力量が所定区域の入口と出口の差分から求められ、所定区域内において使用された電力量が家屋で使用された電力量から求められる。差分が使用電力量よりも異常に大きい場合には、電力の異常な損失が発生していると判定され、所定区域内において、盗電や漏電等の何らかの異常が発生していると考えられる。

[0059] また、図２では、電柱１０１と電柱１０２の間では、配電線１０３に支線が設けられていない。そのため、図２におけるＣＴセンサ７ａで検出される電流の実効値とＣＴセンサ７ｄで検出される電流の実効値の差が大きい場合には、配電線１０３の間における盗電などを検出することができる。

高調波判定部８４は、配電線で供給される電流に高調波成分が含まれているか否かを検出する。高調波判定部８４は、検出用データのうち、基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ）を用いて、基本波に第３高調波若しくは第５高調波が含まれているか否かを検出する。図２に示すＣＴセンサ７ａ～７ｆの各々の基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ）から高調波の異常を判定することができる。

[0060] 異常登録部８５は、オーバーロード判定部８１、不平衡判定部８２、損失判定部８３、および高調波判定部８４によって判定された検出結果データ（異常の有無、異常の種類および異常の程度）を中継器管理コードおよびセンサＩＤとともに管理ＤＢ５４に登録する。

異常通知部８６は、保守管理センタ４に異常登録部８５によって登録された検出結果データを通知する。

[0061] （保守管理センタ）

保守管理センタ４は、電力管理センタ５からの異常検出結果データの通知に基づいて、配電網１００の保守管理を行う。すなわち、異常が検出された検出用データを送信したＣＴセンサ７の設置場所に実際に確認するために作業者を派遣するなどの管理を行う。保守管理センタ４は、図４に示すように、保守管理装置４１および表示部４２と、を有する。保守管理装置４１は、図４に示すように、異常受信部４３を有する。異常受信部４３は、電力管理装置５１の異常通知部８６から送信されている検出結果データを受信する。表示部４２は、検出結果データを表示し、管理者は、必要な場合には作業者を現場に派遣するなどの対処を行う。

[0062] （第１電力管理センタおよび第２電力管理センタ）

図１に示すように、第１電力管理センタ２は、第１電力管理装置２１と、管理ＤＢ（Data base）２２と、表示部２３とを有する。第１電力管理装置２１は、図４に示すように、受信部２４ａおよび送信部２４ｂが設けられた通信部２４を有しており、ブロックＡ、Ｂの各々に設けられている電力管理センタ５と通信を行う。第１電力管理装置２１は、各々の電力管理装置５１によって検出された検出結果データを通信部２４によって受信し、管理ＤＢ２２に記憶する。

[0063] 検出結果データは、異常の有無、異常の種類、異常の注意レベルを含み、電力管理装置５１は、検出結果データに、異常が検出された測定データを測定したＣＴセンサ７のＩＤおよび位置、ならびに異常が検出された測定データの測定時刻等を含む。

このように、管理ＤＢ２２に異常検出の記録を残すことによって、最上位の電力管理センタ２、３によって対策を講じることが可能となる。

[0064] なお、第２電力管理センタ３は、第１電力管理センタ２と同様の構成であり、図１に示すように、送信部および受信部が設けられた通信部を有する第２電力管理装置３１と、管理ＤＢ３２と、表示部３３と、を有する。第２電力管理センタ３は、ブロックＣに設けられた電力管理センタ５と通信を行い

、電力管理センタ５によって検出された検出結果データを記憶する。

[0065] ＜動作＞

本発明に係る実施の形態における配電網モニタリングシステム１の動作について以下に説明する。

（ＣＴセンサの動作）

図５は、本実施の形態の配電網モニタリングシステム１のＣＴセンサ７の動作を示すフロー図である。

[0066] 処理が開始すると、ステップＳ１１において、所定の充電時間が経過すると、ステップＳ１２において、給電部７２から給電されて計測部７１が配電線の電流の計測を行う。所定の充電時間は、例えば６分に設定することができ、その場合、６分ごとに電流の測定が行われる。

次に、ステップＳ１３において、計測部７１において、実効値およびパワースペクトルの計算が行われる。基本波、第３高調波および第５高調波のパワースペクトルの値が求められる。

[0067] 次に、ステップＳ１４において、算出された電流の実効値ならびに基本波、第３高調波および第５高調波のパワースペクトルの値が、送信部７３からデータ収集中継器６に送信され、ＣＴセンサ７の処理が終了する。

（データ中継器の動作）

図６は、本実施の形態の配電網モニタリングシステム１のデータ収集中継器６の動作を示すフロー図である。

[0068] 処理が開始すると、ステップＳ２１において、データ収集中継器６は、通信部６３を介して電力管理装置５１からのデータの受信があるか否か判定する。

電力管理装置５１からデータの受信がない場合、ステップＳ２２において、ＣＴセンサ７からデータの受信があるか否かの判断が行われる。そして、データの受信がある場合、ステップＳ２３において、データ収集中継器６は、受信した測定情報を管理ＤＢに記憶し、データ収集中継器６の処理が終了する。

[0069] 一方、ステップＳ２１において、電力管理装置５１からデータの受信が有る場合、ステップＳ２４において、設定要求の受信か否かの判定が行われる。

設定要求の受信の場合、ステップＳ２５において、受信した設定要求が管理ＤＢ６２に記憶され、データ収集中継器６の処理が終了する。

一方、ステップＳ２４において設定要求の受信ではない場合、電力管理装置５１からデータ取得要求が送信されているため、データ収集中継器６は管理ＤＢ６２から測定情報を取得する。そして、ステップＳ２７において、データ収集中継器６は、測定情報を電力管理装置５１に送信し、データ収集中継器６の処理が終了する。

[0070] ここで、データ収集中継器６には、例えば、６分間隔で複数のＣＴセンサ７からセンサＩＤ、測定時刻、および検出用データが送信されており、データ収集中継器６の管理ＤＢ６２には、センサＩＤ、測定時刻、および検出用データが相互に関連付けられてデータベースとして記憶されている。

図７は、管理ＤＢ６２に記憶されている設定情報テーブル９１を示す図であり、図８は、管理ＤＢ６２に記憶されている測定情報テーブル９２を示す図である。図７に示すように、設定情報テーブル９１には、データ収集中継器６の管理コード（A01_01）、ＣＴセンサ７のＩＤ（001，002～00n）、および時刻情報が記録されている。設定情報テーブル９１は、電力管理装置５１から受信した設定情報を記憶して更新される。また、図８に示すように、測定情報テーブル９２には、各々のＣＴセンサ７のＩＤ（01，002～00n）と、測定時刻と、各々のＣＴセンサ７の検出用データ（電流の実効値、基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ））とが関連付けて記憶されている。このように、ＣＴセンサ７ごとに、検出用データおよびそのデータを測定した時刻を記憶する。測定情報テーブル９２は、ＣＴセンサ７から検出用データを受信すると更新される。

[0071] （電力管理装置の動作）

図９は、本実施の形態の配電網モニタリングシステム１の電力管理装置５

１の動作を示すフロー図である。

ステップＳ３１において、電力管理装置５１は、データ取得時間を経過したか否かを判定する。ここで、本実施の形態では、データ取得時間は、例えば６０分ごとに設定されている。

[0072] ６０分を経過している場合にデータ収集中継器６から測定結果を取得するため、ステップＳ３２において、電力管理装置５１は、データ取得要求を送信部５３ｂからデータ収集中継器６に送信する。

データ収集中継器６は、電力管理装置５１からデータ取得要求を無線で受信すると、管理ＤＢ６２に記憶されている測定情報を、送信部５５ｂを介して電力管理装置５１へ送信する。

[0073] 電力管理装置５１は、データ収集中継器６から測定情報を受信すると、ステップＳ３３

において、測定情報を管理ＤＢ５４に記憶する。ここで、管理ＤＢ５４に記憶されているテーブルについて説明する。

図１０は、管理ＤＢ５４に記憶されている設定情報テーブル９３を示す図であり、図１１は、管理ＤＢ５４に記憶されている測定情報テーブル９４を示す図である。図１２は、管理ＤＢ５４に記憶されている位置情報管理テーブル９５を示す図である。

[0074] 図１０に示すように、設定情報テーブル９３には、エリアコード（例えば、図１のエリアA-1，A-2,等）、データ収集中継器６の管理コード（A01_01）、グループＩＤ，分類ＩＤ、ＣＴセンサ７のＩＤ（001，002～00n）、および時刻情報が記録されている。ここで、グループＩＤとは、ＣＴセンサ７が設置されている幹線の種別を示しており、Ｒ相、Ｓ相、およびＴ相のいずれの配電線に設置されているかを示す。分類ＩＤは、ＣＴセンサ７が幹線か支線のいずれに設置されているかを示しており、BR00は幹線に設置されていることを示し、BR01は支線に設置されていることを示す。

[0075] 図２に示す配電網１００を例に挙げて説明する。図２に示す配電網１００がエリアA01に設けられており、データ収集中継器６ａの管理コードをA01_01

とし、データ収集中継器６ｂの管理コードをA01_02とする。この場合、センサＩＤが001であるＣＴセンサ７ａはＲ相の配電線１０３に設置されているため、グループＩＤがＲに設定され、配電線１０３は幹線であるため、分類ＩＤは、BR00に設定される。また、センサＩＤが002であるＣＴセンサ７ｄはＲ相の配電線１０３に設置されているため、グループＩＤがＲに設定され、配電線１０３は幹線であるため、分類ＩＤはBR00に設定される。また、センサＩＤが00nであるＣＴセンサ７ｇはＴ相の配電線１０５の支線である配電線１０６に設置されているため、グループＩＤがＴとされ、配電線１０６は支線であるため、分類ＩＤは、BR01に設定される。

[0076] 図１１に示すように、測定情報テーブル９４には、エリアコード、中継器管理コード、各々のＣＴセンサ７のＩＤ（01，002～00n）と、測定時刻を示す時刻情報と、各々のＣＴセンサ７の検出用データ（電流の実効値、基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルの値（ｄＢ））とが関連付けて記憶されている。

図１２に示すように、位置情報管理テーブル９５には、エリアコード内に設置されたＣＴセンサ７の位置情報が管理されている。位置情報管理テーブル９５には、エリアコードと、中継器管理コードと、ＣＴセンサＩＤと、および位置コードが関連付けられて記憶されている。位置コードにより、対応するＣＴセンサ７がどの場所に設置されているかを確認することができる。

[0077] なお、設定情報テーブル９３は、電力管理装置５１で設定した設定情報を記憶して更新される。また、測定情報テーブル９４は、データ収集中継器６から測定データを受信すると更新される。位置情報管理テーブル９５は、新たなＣＴセンサ７が設置された場合や、ＣＴセンサ７の設置場所が変更された場合に更新される。

上述したステップＳ３１において、データ取得時間を経過していない場合には、ステップＳ３４において電力管理装置５１が異常チェック時間を経過したか否かを確認する。この異常チェックの間隔としては、例えば６０分間隔に設定することができる。

[0078] 異常チェック時間が経過している場合、ステップＳ３５において、配電線の異常判定処理が行われる。配電線の異常判定処理については後述にて詳細に説明する。なお、異常チェック時間が経過していない場合、処理はステップＳ３１へと戻る。

次に、ステップＳ３６において、異常の有無が判定される。異常がない場合には、電力管理装置５１の動作が終了する。

[0079] 一方、異常がある場合には、ステップＳ３７において、異常ログが管理ＤＢ５４に記録される。図１３は、管理ＤＢに記録された異常ログである異常管理テーブル９６を示す図である。異常管理テーブル９６には、エリアコード（A01）と、中継器管理コード（A01_01～A01_0n, A02_01…）、ＣＴセンサＩＤ（001…）、および状態が記録されている。状態は、オーバーロード、不平衡、損失、高調波等の異常の種類と、正常または異常を示し、異常の場合には、注意レベルが３段階で示されている。

[0080] 次に、ステップＳ３８において、電力管理装置５１は、異常通知部８６から保守管理装置４１の異常受信部４３に配電線の異常を通知し、電力管理装置の処理が終了する。

以下に、ステップＳ３５における配電線の異常判定処理について説明する。

（配電線の異常判定処理）

図１４は、配電線の異常判定処理を示すフロー図である。

[0081] はじめに、ステップＳ１１０において、異常判定部５６のオーバーロード判定部８１によって、オーバーロード異常の判定処理が行われる。そして、ステップＳ１２０においてオーバーロード異常の判定がある場合には、ステップＳ１３０において、異常登録部８５はオーバーロード異常を登録し管理ＤＢ５４に記憶させる。一方、ステップＳ１２０において、オーバーロード異常の判定がない場合には、処理は、ステップＳ１４０に進む。

[0082] オーバーロード異常の記憶後もしくはオーバーロード異常の判定がない場合、ステップＳ１４０において、異常判定部５６の不平衡判定部８２によっ

て、不平衡異常判定処理が行われる。そして、ステップＳ１５０において不平衡異常の判定がある場合には、ステップＳ１６０において、異常登録部８５は不平衡異常を登録し管理ＤＢ５４に記憶させる。一方、ステップＳ１５０において、不平衡異常の判定がない場合には、処理は、ステップＳ１７０に進む。

[0083] 不平衡異常の記憶後もしくは不平衡異常の判定がない場合、ステップＳ１７０において、異常判定部５６の損失判定部８３によって、損失異常判定処理が行われる。そして、ステップＳ１８０において損失異常の判定がある場合には、ステップＳ１９０において、異常登録部８５は損失異常を登録し管理ＤＢ５４に記憶させる。一方、ステップＳ１８０において、損失異常の判定がない場合には、処理は、ステップＳ２００に進む。

[0084] 損失異常の記憶後もしくは損失異常の判定がない場合、ステップＳ２００において、異常判定部５６の高調波判定部８４によって、高調波異常判定処理が行われる。そして、ステップＳ２１０において高調波異常の判定がある場合には、ステップＳ２２０において、異常登録部８５は高調波異常を登録し管理ＤＢ５４に記憶させ、異常判定処理は終了する。一方、ステップＳ２１０において、損失異常の判定がない場合も、異常判定処理は終了する。

[0085] なお、上記オーバーロード異常判定処理、不平衡異常判定処理、損失異常判定処理、および高調波異常判定処理は、任意の順番で行うことができる。

以下に、各異常判定処理について説明する。

（オーバーロード異常判定処理）

図１５は、図１４におけるステップＳ１１０のオーバーロード異常判定処理を示すフロー図である。

[0086] ステップＳ３１０において、異常判定部５６のオーバーロード判定部８１は、管理ＤＢ５４からＣＴセンサ７の電流実効値を取得する。電流実効値は、測定情報テーブル９４に記憶されている。

次に、ステップＳ３２０において、オーバーロード判定部８１は、取得した電流実効値が第３閾値を超えているか否かを判定する。ここで、管理ＤＢ

５４には、予め設定されている第１閾値、第２閾値、および第３閾値が記憶されている。図１６は、時間による電流実効値の変化のグラフを示す図であり、第１閾値、第２閾値、および第３閾値が示されている。第１閾値、第２閾値および第３閾値の順に値が大きくなるように設定されており、これにより、異常の注意レベルを段階的に設定することができる。第１閾値、第２閾値および第３閾値は、いずれもデータを取得したＣＴセンサ７の設置場所における配電線の許容電流範囲よりも大きい値に設定されており、許容電流範囲よりも大きくなればなるほど、オーバーロード異常の程度が大きいと判断され、注意レベルが上がる。

[0087] ステップＳ３２０において、オーバーロード判定部８１が、取得した電流実効値が第３閾値を超えていると判定した場合、ステップＳ３３０において、異常登録部８５は、注意レベル３であることを記憶する。

また、ステップＳ３２０において、電流実効値が第３閾値を超えていない場合には、オーバーロード判定部８１は、ステップＳ３４０において、電流実効値が第２閾値を超えているか否かを判定する。

[0088] ステップＳ３４０において、取得した電流実効値が第２閾値を超えているとオーバーロード判定部８１によって判定された場合、ステップＳ３５０において、異常登録部８５は、注意レベル２であることを記憶する。

また、ステップＳ３４０において、電流実効値が第２閾値を超えていない場合には、オーバーロード判定部８１は、ステップＳ３６０において、電流実効値が第１閾値を超えているか否かを判定する。

[0089] ステップＳ３６０において、取得した電流実効値が第１閾値を超えているとオーバーロード判定部８１によって判定された場合、ステップＳ３７０において、異常登録部８５は、注意レベル１であることを記憶する。

また、ステップＳ３６０において、電流実効値が第１閾値を超えていない場合には、オーバーロード判定部８１は、異常なしと判定する。

[0090] 上記ステップＳ３３０、Ｓ３５０、Ｓ３７０、およびＳ３８０の後に、処理は、ステップＳ３９０へと進み、取得した全てのデータについてオーバー

ロード異常の判定を行うまで、ステップＳ３１０～Ｓ３８０が繰り返される。

例えば、１つのＣＴセンサ７からデータ収集中継器６に６分ごとに測定情報が送信され、データ収集中継器６から電力管理装置５１に６０分ごとに測定情報が送信され、６０分ごとに異常判定を行った場合、１つのＣＴセンサ７について６０分間の電流実効値のデータについて異常判定が行われる。また、電力管理装置５１には、ブロックＡの全てのＣＴセンサ７の複数の測定情報が送信されてくる。これらの全てのデータについてステップＳ３１０～Ｓ３８０が繰り返されると、オーバーロード異常判定処理が終了する。

[0091] また、図１６に示すように、１つのＣＴセンサ７については、所定時間における電流実効値の変化を取得することができる。電流実効値の変化において閾値を超えた場合には、時刻情報、異常の種類、および注意レベルを異常登録部８５が記憶しステップＳ１３０において管理ＤＢ５４に記憶される。図１６では、二重丸で示されているポイントの電流実効値が第１閾値を超えている。

[0092] なお、ＣＴセンサ７の設置場所によって電力線の許容レベルが変わる場合には、ＣＴセンサ７のセンサＩＤに基づいて閾値の値が変更されてもよい。

（不平衡異常判定処理）

図１７Ａおよび図１７Ｂは、図１４におけるステップＳ１４０の不平衡異常判定処理を示すフロー図である。

[0093] ステップＳ４１０において、異常判定部５６の不平衡判定部８２は、管理ＤＢ５４からＣＴセンサ７の電流実効値を取得する。電流実効値は、測定情報テーブル９４に記憶されている。ここで、不平衡異常判定を行うため、異常判定部５６は、幹線の３相に設置されている３つのＣＴセンサ７の電流実効値を取得する。例えば、図２では、ＣＴセンサ７ａ、７ｂ、７ｃが挙げられる。

[0094] 次に、ステップＳ４２０において、不平衡判定部８２は、各幹線の電流実効値の平均値を算出する。ここで、例えば、１つのＣＴセンサ７からデータ

収集中継器６に６分ごとに測定情報が送信され、データ収集中継器６から電力管理装置５１に６０分ごとに測定情報が送信され、６０分ごとに異常判定が行われる場合、ＣＴセンサ７ａ、７ｂ、７ｃの各々について６０分間における１０個の電流実効値の平均値が求められる。

[0095] そして、ＣＴセンサ７ａはＲ相の幹線に設置されているため、ＣＴセンサ７ａの電流実効値の平均値を算出することにより、Ｒ相の電流実効値の平均値（aveIR）が求められる。ＣＴセンサ７ｂはＳ相の幹線に設置されているため、ＣＴセンサ７ｂの電流実効値の平均値を算出することにより、Ｓ相の電流実効値の平均値（aveIS）が求められる。ＣＴセンサ７ｃはＴ相の幹線に設置されているため、ＣＴセンサ７ｃの電流実効値の平均値を算出することにより、Ｔ相の電流実効値の平均値（aveIT）が求められる。

[0096] 次に、ステップＳ４３０において、不平衡判定部８２は、幹線全体の電流実効値の平均値（aveI）を算出する。幹線全体の電流実効値の平均値は、３相の各々の幹線の電流実効値の平均値の平均値であるため、次の式（１）で求めることができる。

式（１） aveI=(aveIR+aveIS+aveIT)/3

次に、ステップＳ４４０において、不平衡判定部８２は、各幹線の平均電流実効値（aveIR, aveIS, aveIT）と幹線全体の平均電流実効値（aveI）との差分（sIR, sIS, SIT）を算出する。すなわち、Ｒ相の平均電流実効値（aveIR）と幹線全体の平均電流実効値（aveI）の差（sIR）と、Ｓ相の平均電流実効値（aveIS）と幹線全体の平均電流実効値（aveI）の差（sIS）と、Ｔ相の平均電流実効値（aveIT）と幹線全体の平均電流実効値（aveI）の差（sIT）を、以下の式（２）～（４）で求めることができる。

[0097] 式（２） sIR= |aveIR－aveI|

式（３） sIS= |aveIS－aveI|

式（４） sIT= |aveIT－aveI|

次に、ステップＳ４５０において、不平衡判定部８２は、電流不平衡率を算出する。電流不平衡率は、幹線全体の平均電流実効値から最も乖離してい

る幹線の平均電流実効値と幹線全体の平均電流実効値との差分の、幹線全体の平均電流実効値に対する割合である。電流不平衡率（incong_rate）は、次の式（５）で求めることができる。

[0098] 式（５） incong_rate=MAX(sIR/sIS/sIT)/aveI×100(%)

次に、ステップＳ４６０において、不平衡判定部８２は、算出した電流不平衡率が第３閾値を超えているか否かを判定する。ここで、管理ＤＢ５４には、予め設定されている第１閾値、第２閾値、および第３閾値が記憶されている。第１閾値、第２閾値および第３閾値の順に値が大きくなるように設定されており、順に注意レベルが上がる。

[0099] ステップＳ４６０において、不平衡判定部８２が、算出した電流不平衡率が第３閾値を超えていると判定した場合、ステップＳ４７０において、異常登録部８５は、注意レベル３であることを記憶する。

また、ステップＳ４６０において、電流不平衡率が第３閾値を超えていない場合には、不平衡判定部８２は、ステップＳ４８０において、電流不平衡率が第２閾値を超えているか否かを判定する。

[0100] ステップＳ４８０において、算出した電流不平衡率が第２閾値を超えていると不平衡判定部８２によって判定された場合、ステップＳ４９０において、異常登録部８５は、注意レベル２であることを記憶する。

また、ステップＳ４８０において、電流不平衡率が第２閾値を超えていない場合には、不平衡判定部８２は、ステップＳ５００において、電流不平衡率が第１閾値を超えているか否かを判定する。

[0101] ステップＳ５００において、電流不平衡率が第１閾値を超えていると不平衡判定部８２によって判定された場合、ステップＳ５１０において、異常登録部８５は、注意レベル１であることを記憶する。

また、ステップＳ５００において、電流不平衡率が第１閾値を超えていない場合には、ステップＳ５２０において、不平衡判定部８２は、異常なしと判定する。

[0102] 上記ステップＳ４７０、Ｓ４９０、Ｓ５１０、およびＳ５２０の後に、処

理は、ステップＳ５３０へと進み。取得した全てのデータについて不平衡異常の判定を行うまで、ステップＳ４２０～Ｓ５２０が繰り返される。取得した全てのデータについてステップＳ４２０～Ｓ５２０が繰り返されると、不平衡異常判定処理が終了する。

図１８は、各幹線における電流実効値の変化のグラフを示す図である。図１８に示すように、不平衡判定部８２は、３つのＣＴセンサ７ａ、７ｂ、７ｃのそれぞれの電流実効値を取得する。Ｒ相、Ｔ相、およびＳ相の電流について同じタイミングの波形を比較することは困難であるため、上述のように、一定期間における平均電流実効値を用いて不平効率が算出される。

[0103] また、図１９は、不平衡率の時間変化のグラフを示す図である。図の２重丸で示されているデータは、第１閾値と第２閾値の間に存在するため注意レベル１であることがわかる。

（損失異常判定処理）

図２０Ａおよび図２０Ｂは、図１４におけるステップＳ１７０の損失異常判定処理を示すフロー図である。図２１は、損失異常のイメージの一例を示す図である。

[0104] はじめに、ステップＳ６１０において、異常判定部５６の損失判定部８３は、管理ＤＢ５４からＣＴセンサ７の電流実効値を取得する。電流実効値は、測定情報テーブル９４に記憶されている。ここで、損失異常判定を行うため、異常判定部５６は、例えば、各幹線の出入口側とその間の支線に設置されたＣＴセンサの電流実効値を取得する。図２１を例に挙げて説明する。図２１では、３相のうちＴ相の配電線１０５のみが示され、図２と比較して家屋１０８が追加されており、配電線１０５から家屋１０８に向かって支線である配電線１０９が枝分かれしている。また、配電線１０９の家屋１０８近傍にＣＴセンサ７ｈが設置されている。例えば、図２１において、電柱１０１と電柱１０２の間における配電線１０５、１０６、１０９の損失異常が判定される。この場合、異常判定部５６は、ＣＴセンサ７ｃ、７ｆ、７ｇ、７ｈの電流実効値を管理ＤＢ５４から取得する。図２１の例では、ＣＴセンサ

７ｃの実効値が幹線である配電線１０５の入口側の実効値に対応し、ＣＴセンサ７ｆの実効値が幹線である配電線１０５の出口側の実効値に対応する。また、ＣＴセンサ７ｇ、７ｈが幹線の出入口の間の支線に取付けられたＣＴセンサの電流実効値に対応する。

[0105] 次に、ステップＳ６２０において、損失判定部８３は、幹線の入口における電流実効値の平均値（aveIin）、幹線の出口における電流実効値の平均値(aveIout)、および全ての支線における電流実効値の平均値(aveInm)を次の式（６）～（８）を用いて算出する。

式（６） aveIin=Σ(Iin)/n

式（７） aveIout=Σ(Iout)/n

式（８） aveInm=Σ(In)/n

nは、実効値の数であり、ｍは支線の数である。

[0106] 例えば、ＣＴセンサ７からデータ収集中継器６に６分ごとに測定情報が送信され、データ収集中継器６から電力管理装置５１に６０分ごとに測定情報が送信され、６０分ごとに異常判定が行われる場合、ＣＴセンサ７の各々について６０分間における１０個の電流実効値の平均値が求められる。

図２１を用いて一例を説明すると、ＣＴセンサ７ｃの１０個分（ｎに対応する）の電流実効値の平均値によりaveIinが算出される。ＣＴセンサ７ｆの１０個分の電流実効値の平均値によりaveIoutが算出される。図２１では、支線は配電線１０６、１０９の２本（mに対応する）であるため、ＣＴセンサ７ｇの１０個分の電流実効値の平均値により、aveIn1が算出される。ＣＴセンサ７ｈの１０個分の電流実効値の平均値との和によりaveIn2が算出される。

[0107] 次に、ステップＳ６３０において、損失判定部８３は、電流実効値の損失率（Loss）を計算する。損失率は、幹線の入口の平均実効値と幹線の出口の平均実効値との差に対する、幹線の入口の平均実効値と幹線の出口の平均実効値との差から支線の平均実効値の和を引いた値の割合であり、以下の式（９）で算出することができる。

式（９） Loss=(aveIin－aveIout－ΣaveInm)/(aveIin－aveIout)×1

00(%)

ΣaveInmは、全ての支線の電流実効値の平均値の和を示しており、図２１を用いて説明すると、aveIn1+aveIn2となる。ΣaveInmは、使用料を示している。aveIin－aveIoutは、入口から出口における減少量を示している。ここで、幹線の入口の平均実効値と幹線の出口の平均実効値との差から支線の平均実効値の和を引いた値とは、損失量を示す。例えば、図２１のように、I_{EL}分の漏電が発生し、I_{TH}分盗電されている場合、$I_{EL}+I_{TH}$=aveIin－aveIout－ΣaveInmとなる。

[0108] 次に、ステップＳ６４０において、損失判定部８３は、算出した損失率が第３閾値を超えているか否かを判定する。ここで、管理ＤＢ５４には、予め設定されている第１閾値、第２閾値、および第３閾値が記憶されている。第１閾値、第２閾値および第３閾値の順に値が大きくなるように設定されており、順に注意レベルが上がる。

ステップＳ６４０において、損失判定部８３が、算出した損失率が第３閾値を超えていると判定した場合、ステップＳ６５０において、異常登録部８５は、注意レベル３であることを記憶する。

[0109] また、ステップＳ６４０において、損失率が第３閾値を超えていない場合には、損失判定部８３は、ステップＳ６６０において、損失率が第２閾値を超えているか否かを判定する。

ステップＳ６６０において、算出した損失率が第２閾値を超えていると損失判定部８３によって判定された場合、ステップＳ６７０において、異常登録部８５は、注意レベル２であることを記憶する。

[0110] また、ステップＳ６６０において、損失率が第２閾値を超えていない場合には、損失判定部８３は、ステップＳ６８０において、損失率が第１閾値を超えているか否かを判定する。

ステップＳ６８０において、取得した損失値が第１閾値を超えていると損失判定部８３によって判定された場合、ステップＳ６９０において、異常登録部８５は、注意レベル１であることを記憶する。

[0111] また、ステップＳ６８０において、損失率が第１閾値を超えていない場合には、ステップＳ７００において、損失判定部８３は、異常なしと判定する。

上記ステップＳ６５０、Ｓ６７０、Ｓ６９０、およびＳ７００の後に、処理は、ステップＳ７１０へと進み。損失異常を判定するために取得した全てのデータについて異常の判定を行うまで、ステップＳ６１０～Ｓ７００が繰り返される。

[0112] また、図２２は、損失率の時間変化のグラフを示す図である。図の２重丸で示されているデータは、第１閾値と第２閾値の間に存在するため注意レベル１であることがわかる。

（高調波異常判定処理）

図２３は、図１４におけるステップＳ２００の高調波異常判定処理を示すフロー図である。

[0113] ステップＳ８１０において、異常判定部５６の高調波判定部８４は、管理ＤＢ５４から該当するＣＴセンサ７のパワースペクトルを取得する。高調波異常判定では、全てのＣＴセンサ７のパワースペクトルを取得する。パワースペクトルは、ＣＴセンサ７の計測部７１において電流波形から演算されており、高調波判定部８４は、基本波と、第３高調波と、第５高調波のパワースペクトルを取得する。図２４は、パワースペクトルを示す図である。

[0114] 次に、ステップＳ８２０において、高調波判定部８４は、パワースペクトルから第ｎ高調波によるひずみ率（高調波含有率ともいう）を算出する。高調波異常判定部５６１は、基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトル[dB]を用いて、周波数毎の高調波含有率（所定の次数の高調波パワースペクトルの基本波パワースペクトルに対する割合）を算出する。基本波のパワースペクトルをａ[dB]とし、第ｎ高調波のパワースペクトルをｂｎ[dB]（第３高調波ではｂ３となり、第５高調波ではｂ５となる。）とすると、ひずみ率(distortion_rate)は次の式（１０）で求めることができる。

[0115] （式１０） $distortion_rate=10^{((bn/a)/20)}\times 100(\%)$ n=3, 5

これによって、第３高調波によるひずみ率および第５高調波によるひずみ率が算出される。

次に、ステップＳ８３０において、高調波判定部８４は、算出した２つのひずみ率が各々に対して設定された第３閾値を超えているか否かを判定する。ここで、管理ＤＢ５４には、予め設定されている第１閾値、第２閾値、および第３閾値が記憶されている。第１閾値、第２閾値および第３閾値の順に値が大きくなるように設定されており、順に注意レベルが上がる。

[0116] ステップＳ８３０において、高調波判定部８４が、算出した２つのひずみ率のいずれか一方でも第３閾値を超えていると判定した場合、ステップＳ８４０において、異常登録部８５は、注意レベル３であることを記憶する。

また、ステップＳ８３０において、ひずみ率がいずれも第３閾値を超えていない場合には、高調波判定部８４は、ステップＳ８５０において、２つのひずみ率が各々に対して設定された第２閾値を超えているか否かを判定する。

[0117] ステップＳ８５０において、算出した２つのひずみ率のいずれか一方でも第２閾値を超えていると高調波判定部８４によって判定された場合、ステップＳ８６０において、異常登録部８５は、注意レベル２であることを記憶する。

また、ステップＳ８５０において、２つのひずみ率のいずれも第２閾値を超えていない場合には、高調波判定部８４は、ステップＳ８７０において、２つのひずみ率が各々に対して設定された第１閾値を超えているか否かを判定する。

[0118] ステップＳ８７０において、算出した２つのひずみ率のいずれか一方でも第１閾値を超えていると高調波判定部８４によって判定された場合、ステップＳ８８０において、異常登録部８５は、注意レベル１であることを記憶する。

また、ステップＳ８７０において、２つのひずみ率のいずれも第１閾値を超えていない場合には、ステップＳ８９０において、高調波判定部８４は、

異常なしと判定する。

[0119] 上記ステップＳ８４０、Ｓ８６０、Ｓ８８０、およびＳ８９０の後に、処理は、ステップＳ９００へと進み。高調波異常を判定するために取得した全てのデータについて異常の判定を行うまで、ステップＳ８１０～Ｓ８９０が繰り返される。

また、図２５は、ひずみ率の時間変化のグラフを示す図である。図の２重丸で示されているデータは、第１閾値と第２閾値の間に存在するため注意レベル１であることがわかる。

[0120] 以上の４種類の異常の検出が行われ、１種類でも異常が存在する場合（ステップＳ３６）には、ステップＳ３７において、図１３に示す異常管理テーブル９６によって異常ログが管理ＤＢ５４に記憶される。

［他の実施形態］

以上、本発明の一実施形態について説明したが、本発明は上記実施形態に限定されるものではなく、発明の要旨を逸脱しない範囲で種々の変更が可能である。

[0121] （Ａ）

上記実施の形態の配電網モニタリングシステム１は、オーバーロード異常、不平衡異常、損失異常、および高調波異常の４種類の異常を検出しているが、少なくとも１つの種類の異常を検出すればよい。

４種類のうち検出しない異常の種類がある場合には、その異常の種類の検出に対応する構成が設けられていなくてもよい。例えば、オーバーロード異常だけを検出する場合には、図４に示す異常判定部５６に不平衡判定部８２、損失判定部８３、および高調波判定部８４が設けられていなくてもよい。また、オーバーロード異常と不平衡異常だけを検出する場合には、図４に示す異常判定部５６に損失判定部８３および高調波判定部８４が設けられていなくてもよい。

[0122] 本発明の検出用データの一例は、電流の実効値ならびに基本波、第３高調波、および第５高調波のパワースペクトルに対応するが、これに限られるも

のではない。例えば、高調波異常が判定されない場合には、ＣＴセンサ７はパワースペクトルを算出しなくてもよい。また、高調波異常のみを判定する場合には、ＣＴセンサ７は、電流の実効値を算出しなくてもよい。

[0123] （Ｂ）

上記実施の形態の配電網モニタリングシステム１では、ＣＴセンサ７の測定情報がデータ収集中継器６に一旦収集されてから、電力管理装置５１に送信されているが、これに限らなくても良い。

例えば、配電網モニタリングシステム１にデータ収集中継器６が設けられていなくてもよく、この場合、ＣＴセンサ７から電力管理装置５１に無線を介して直接的に測定情報が送信される。

[0124] （Ｃ）

上記実施の形態の配電網モニタリングシステム１では、ＣＴセンサ７で電流の実効値およびパワースペクトルが算出されているが、これに限らなくても良い。例えば、ＣＴセンサ７で検出したデータの全部または一部がデータ収集中継器６に送信され、データ収集中継器６において、電流の実効値またはパワースペクトルが算出されてもよい。さらに、データ収集中継器６において電流の実効値またはパワースペクトルが算出されず、電力管理装置５１において電流の実効値またはパワースペクトルが算出されてもよい。

[0125] （Ｄ）

上記実施の形態では、電力管理装置５１に異常判定部５６が設けられており、電力管理装置５１で異常の判定が行われているが、これに限らなくても良い。

（Ｄ－１）

例えば、図２６に示すように、データ収集中継器６´に、オーバーロード判定部８１、不平衡判定部８２、損失判定部８３、高調波判定部８４および異常登録部８５を有する異常判定部５６´が設けられ、データ収集中継器６で異常の判定が行われてもよい。

[0126] このようなデータ収集中継器６´で異常の判定が行われる構成の場合、デ

ータ収集中継器６´は本発明の管理装置の一例に対応し、電力管理装置５１は本発明の上位管理装置の一例に対応する。また、データ収集中継器６´から電力管理装置５１には、データ収集中継器６´で検出された異常の検出結果データだけが送信されてもよい。この異常の検出結果データは、例えば、図１３に示すような状態（異常の有無、異常の種類、異常のレベル）を示すデータである。電力管理装置５１は、異常の検出結果データは、中継器管理コード（中継器識別情報の一例）およびセンサＩＤ（測定器識別情報の一例）と関連付けて管理ＤＢ５４に記憶される。

[0127] 更に、４種類の異常の一部をデータ収集中継器６が判定し、他の異常を電力管理装置５１が判定してもよい。

（Ｄ－２）

また、ＣＴセンサ７に、オーバーロード判定部８１および高調波判定部８４が設けられ、ＣＴセンサ７で異常の判定が行われてもよい。このような構成のＣＴセンサ７´が図２７に示されている。ＣＴセンサ７´には、オーバーロード判定部８１および高調波判定部８４および異常登録部８５を有する異常判定部５６´´と、管理ＤＢ７７とが設けられている。なお、損失異常および不平衡異常の判定は、複数のＣＴセンサ７からの測定情報が必要なため、ＣＴセンサ７単体の測定情報では判定できない。そのため、電流の実効値のデータは、検出用データとして送信部７３からデータ収集中継器６に送信される。

[0128] 異常判定部５６´によって異常の判定が行われ、その異常の検出結果データが時刻情報とともに管理ＤＢ７７に記憶される。

また、データ収集中継器６からのデータ要求に従って、ＣＴセンサ７の管理ＤＢ７７からデータ収集中継器６および電力管理装置５１に、電流実効値、オーバーフロー異常の検出結果、および高調波異常の検出結果がセンサＩＤおよび時刻情報とともに送信される。そして、データ収集中継器６および電力管理装置５１は、検出結果をセンサＩＤおよび時刻情報と関連付けて記憶する。

[0129] （Ｅ）

上記実施の形態では、損失異常の判定において、幹線である配電線１０５に支線（配電線１０６、１０９）が設けられている構成について説明したが、支線が設けられておらず枝分かれしていない幹線に対して損失異常の判定が行われてもよい。

例えば、図２のＲ相の幹線である配電線１０３は支線が設けられていないが、この入口側に設置されているＣＴセンサ７ａの電流の実効値と出口側に設置されているＣＴセンサ７ｄの電流の実効値を比較して、減衰分以上の損失量が発生していると判定された場合には、盗電や漏電の発生を疑うことが出来る

（Ｆ）

上記実施の形態では、電力管理装置５１が、本発明の報知部の一例としての異常通知部８６を有しており、電力管理装置５１が異常の報知を行っているが、上記（Ｄ－１）で述べたように、データ収集中継器６において異常の判定を行う場合には、データ収集中継器６が異常通知部８６を有していても良い。また、上記（Ｄ－２）で述べたように、ＣＴセンサ７において異常の判定を行う場合には、ＣＴセンサ７が異常通知部８６を有していてもよい。

[0130] なお、異常の報知としては、保守管理センタ４に通報するだけに限らず、光や音を発しても良い。

（Ｇ）

上記実施の形態では、ＣＴセンサ７にＲＴＣ７５およびＲＴＣ制御部７６が設けられているが、ＲＴＣ７５およびＲＴＣ制御部７６がＣＴセンサ７に設けられておらず、データ収集中継器６にＲＴＣ７５およびＲＴＣ制御部７６が設けられていてもよい。すなわち、上記実施の形態では、ＣＴセンサ７から時刻情報がデータ収集中継器６に送信されているが、これに限らず、データ収集中継器６がＣＴセンサ７からデータを受信した際にデータに時刻情報を付与してもよい。

[0131] 図２８は、ＲＴＣ７５およびＲＴＣ制御部７６が設けられていないＣＴセ

ンサ７´´と、ＲＴＣ７５およびＲＴＣ制御部７６が設けられたデータ収集中継器６´´を示すブロック図である。

図２８に示すＣＴセンサ７´´は、計測部７１によって計測するごとに検出用データ（実効値、基本波、第３高調波および第５高調波のパワースペクトル）をデータ収集中継器６´´に送信する。データ収集中継器６´´では、ＲＴＣ制御部７６が、ＲＴＣ７５から取得した時刻情報を管理ＤＢ６２に送信し、管理ＤＢ６２は、ＣＴセンサ７´´から送信された検出用データに時刻情報を付与して記憶する（図８の測定情報テーブル９２参照）。

[0132] また、データ収集中継器６´´の送信部６３ｂは、中継器管理コード、センサＩＤ、事項情報、および検出用データを電力管理装置５１に送信する。

（Ｈ）

上記実施の形態では、第３高調波および第５高調波の基本波に対する含有率を算出しているが、どちらか一方だけでもよい。更に、高調波異常判定部５６１は、第７高調波以上の高調波の含有率を算出して、高調波の検出を行ってもよい。

[0133] （Ｉ）

上記実施の形態では、（式１０）を用いてひずみ率を算出し、ひずみ率が所定の閾値を超えている場合に高調波が含まれていると判定しているが、これに限らなくてもよく、基本波に高調波が含まれていることが検出できさえすればよい。

たとえば、第ｎ高調波（ｎ＝３、５、７等）のパワースペクトル値（ｄＢ）が予め設定された所定閾値以上の場合に第ｎ高調波が含まれていると判定してもよい。

[0134] また、ｎ次の高調波の実効値の基本波の実効値に対する割合が予め設定された所定閾値以上の場合に第ｎ高調波が含まれていると判定してもよい。

（Ｊ）

上記実施の形態では、配電網モニタリングシステムの制御方法および異常検出方法として、図５、図６、図９、図１４、図１５、図１７Ａ、図１７Ｂ

、図２０Ａ、図２０Ｂ、および図２３に示すフローチャートに従って、制御方法および異常検出方法を実施する例を挙げて説明したが、これに限定されるものではない。

[0135] 例えば、図５、図６、図９、図１４、図１５、図１７Ａ、図１７Ｂ、図２０Ａ、図２０Ｂ、および図２３に示すフローチャートに従って実施される機能設定方法をコンピュータに実行させる機能設定プログラムとして、本発明を実現しても良い。

また、機能設定プログラムの一つの利用形態は、コンピュータにより読取可能な、ＲＯＭ等の記録媒体に記録され、コンピュータと協働して動作する態様であってもよい。

[0136] また、機能設定プログラムの一つの利用形態は、インターネット等の伝送媒体、光・電波・音波などの伝送媒体中を伝送し、コンピュータにより読みとられ、コンピュータと協働して動作する態様であってもよい。

また、上述したコンピュータは、ＣＰＵ等のハードウェアに限らずファームウェアや、ＯＳ、更に周辺機器を含むものであってもよい。

[0137] なお、以上説明したように、機能設定方法はソフトウェア的に実現してもよいし、ハードウェア的に実現しても良い。

産業上の利用可能性

[0138] 本発明の配電網モニタリングシステムは、低コストで迅速に異常を検出することが可能な効果を有し、例えば、インドやＡＳＥＡＮ諸国等の電力インフラが未発達な国の配電網の監視等に広く適用可能である。

符号の説明

[0139] １ ：配電網モニタリングシステム

２ ：電力管理センタ

２ ：第１電力管理センタ

３ ：第２電力管理センタ

４ ：保守管理センタ

５ ：電力管理センタ

６　：データ収集中継器（管理装置の一例、中継器の一例）
６ａ　：データ収集中継器
６ｂ　：データ収集中継器
７　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ａ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ａ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｂ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｃ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｄ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｅ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｆ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｇ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
７ｈ　：ＣＴセンサ（測定器の一例）
１０　：配電網システム
２１　：第１電力管理装置
２２　：管理ＤＢ
２３　：表示部
２４　：通信部
２４ａ　：受信部
２４ｂ　：送信部
３１　：第２電力管理装置
３２　：管理ＤＢ
４１　：保守管理装置
４２　：表示部
４３　：異常受信部
５１　：電力管理装置（管理装置の一例、上位管理装置の一例）
５２　：表示部
５３　：通信部

５３ａ　：受信部（管理装置の受信部の一例）
５３ｂ　：送信部
５４　：管理ＤＢ（管理装置の記憶部の一例）
５５　：通信部
５５ｂ　：送信部
５６　：異常判定部（異常検出部の一例）
６１　：通信部
６１ａ　：受信部（管理装置の受信部の一例）
６２　：管理ＤＢ（管理装置の記憶部の一例）
６３　：通信部
６３ａ　：受信部
６３ｂ　：送信部（管理装置の受信部の一例）
７１　：計測部（測定部の一例）
７２　：給電部
７３　：送信部（測定部の送信部の一例）
７４　：設定部
７５　：ＲＴＣ
７６　：ＲＴＣ制御部
７７　：管理ＤＢ
８１　：オーバーロード判定部
８２　：不平衡判定部
８３　：損失判定部
８４　：高調波判定部
８５　：異常登録部
８６　：異常通知部
９１　：設定情報テーブル
９２　：測定情報テーブル
９３　：設定情報テーブル

９４　　：測定情報テーブル

９５　　：位置情報管理テーブル

９６　　：異常管理テーブル

１００　　：配電網（電力線の一例）

１０１　　：電柱

１０２　　：電柱

１０３　　：配電線（電力線の一例）

１０４　　：配電線（電力線の一例）

１０５　　：配電線（電力線の一例）

１０６　　：配電線（電力線の一例）

１０７　　：家屋

１０８　　：家屋

１０９　　：配電線

請求の範囲

[請求項1] 配電網を構成する電力線の複数の所定位置に設置され、各々の前記所定位置において前記電力線の電気的測定を行う測定部と、前記測定部によって測定されたデータの少なくとも一部のデータであり前記配電網の異常の検出に用いられる検出用データおよび前記検出用データを用いて異常の検出が行われた結果の検出結果データの少なくとも一方のデータを送信データとして無線で送信する送信部と、を有する測定器と、

前記送信データを受信する受信部と、前記受信したデータを記憶する記憶部とを有する管理装置と、を備えた、

配電網モニタリングシステム。

[請求項2] 前記送信データは、前記検出用データを含み、

前記管理装置は、前記検出用データを用いて前記配電網の異常を検出する異常検出部を有し、

前記管理装置の前記記憶部は、異常の検出が行われた結果の検出結果データを記憶する、

請求項１に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項3] 前記複数の測定器から前記検出用データを無線で受信し、前記管理装置の前記受信部に前記検出用データを送信する中継器を更に備え、

前記管理装置の前記受信部は、前記中継器を介して前記検出用データを受信する、

請求項２に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項4] 前記管理装置は、前記検出結果データを送信する送信部を有し、

前記管理装置から送信された前記検出結果データを受信する受信部と、前記検出結果データを記憶する記憶部と、を有する上位管理装置を更に備え、

前記管理装置は、前記測定器から前記検出用データを受信し、前記検出結果データを前記管理装置に送信するようにデータの中継を行う

、

請求項２に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項5] 前記測定器は、前記検出用データを用いて前記配電網の異常を検出する異常検出部を有し、

前記送信データは、前記検出結果データを含み、

前記管理装置の前記記憶部は、前記検出結果データを記憶する、

請求項１に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項6] 前記異常検出部は、過負荷に関する異常、３相を構成する３本の電力線における電力のバランスに関する異常、電力損失に関する異常、および高調波に関する異常のうち少なくとも１つの種類の異常を検出する、

請求項２～４のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項7] 前記異常検出部は、過負荷に関する異常、および高調波に関する異常のうち少なくとも１つの種類の異常を検出する、

請求項５に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項8] 前記検出用データは、前記電力線の電流の実効値の情報を含み、

前記異常検出部は、前記電流の実効値に基づいて、前記配電網の異常を検出する、

請求項２～５のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項9] 前記検出用データは、前記電力線の電流の基本波および前記基本波に対する高調波の情報を含み、

前記異常検出部は、前記電流の基本波および高調波の情報に基づいて、前記配電網の異常を検出する、

請求項２～５のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項10] 前記検出用データは、前記電力線の電流の実効値の情報を含み、

前記異常検出部は、予め設定された閾値よりも前記実効値が大きい場合に、前記所定位置における過負荷に関する異常の発生を検出する、

請求項２～５のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項11] 前記検出用データは、前記電力線の電流の実効値の情報を含み、

前記測定器は、３相を構成するように並列に配置された３本の電力線の各々に取り付けられており、

前記異常検出部は、各々の前記電力線の前記実効値に基づいて、前記３本の電力線における電力のバランスに関する異常の発生を検出する、

請求項２～４のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項12] 前記異常検出部は、

前記３本の電力線の各々について算出される前記実効値の所定期間における平均実効値のうち、３つの前記平均実効値の平均値である全体平均値から最も乖離している前記平均実効値の、前記全体平均値からの乖離度合いが、予め設定された閾値よりも大きい場合に、前記３本の電力線においてバランス異常が発生したことを検出する、

請求項１１に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項13] 前記検出用データは、前記電力線の電流の実効値の情報を含み、

前記測定器は、前記配電網の所定の電力線の２箇所と、前記所定の電力線の前記２箇所の間から枝分かれする支線の全てに設けられており、

前記異常検出部は、

前記所定の電力線の前記２箇所における前記実効値と、全ての前記支線の前記実効値に基づいて、前記所定の電力線の前記２箇所の間における電力損失に関する異常が発生したことを検出する、

請求項２～４のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項14] 前記異常検出部は、

前記所定の電力線の前記２箇所のうちの上流側の前記実効値の所定期間における平均実効値からの下流側の前記実効値の前記所定期間における平均実効値の差である減少量から各々の前記支線の前記実効値

の前記所定期間における平均実効値の和である使用量を引いた差である損失量の前記使用量に対する割合が予め設定された閾値以上の場合に、前記電力損失に関する異常が発生したことを検出する、

請求項１３に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項15] 前記検出用データは、前記電力線の電流の実効値の情報を含み、

前記測定器は、前記配電網の所定の電力線の２箇所に設けられており、

前記異常検出部は、

前記所定の電力線の前記２箇所における前記実効値に基づいて、前記所定の電力線の前記２箇所の間における電力損失に関する異常が発生したことを検出する、

請求項２～４のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項16] 前記検出用データは、前記電力線の電流の基本波および前記基本波に対する高調波の情報を含み、

前記基本波および前記高調波に関する情報は、前記電流から得られる前記基本波および前記高調波のパワースペクトルであり、

前記異常検出部は、前記基本波に対する前記高調波の比率が予め設定された閾値以上の場合、前記高調波に関する異常が発生したことを検出する、

請求項２～５のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項17] 前記閾値は、段階的に値が大きくなるように複数設定されており、

前記異常検出部は、大きい閾値を超える程異常の程度が大きいと判定する、

請求項１０、１２、１４、および１６のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項18] 前記測定器の前記送信部は、前記送信データとともに、前記測定器に固有の測定器識別情報を送信し、

前記管理装置の前記記憶部は、前記送信データを前記測定器識別情

報と関連付けて記憶する、

請求項１～１７のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項19] 前記測定器は、前記送信データとともに、前記送信データに関連する時刻情報を送信し、

前記管理装置の前記記憶部は、前記送信データを前記時刻情報と関連付けて記憶する、

請求項１～１８のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項20] 前記管理装置の前記記憶部は、前記送信データに、前記送信データに関連する時刻情報を付与し、前記送信データに前記時刻情報を関連付けて記憶する、

請求項１～１８のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項21] 前記管理装置の前記記憶部は、各々の前記測定器に固有の測定器識別情報と、各々の前記測定器の設置場所に関する情報とを関連付けて記憶する、

請求項１～１７、１９、２０のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項22] 前記管理装置または前記測定器は、前記異常検出部が異常を検知した場合に、前記異常に関する報知を行う報知部を有する、

請求項２～５のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項23] 前記測定器と前記管理装置との間において前記送信データの中継を行う複数の中継器を更に備え、

前記複数の測定器は、複数のグループに分けられ、

各々の前記中継器は、各々の前記グループに属する複数の前記測定器から前記測定器に固有の測定器識別情報と前記送信データを受信し、前記送信データおよび前記測定器識別情報とともに、前記中継器に固有の中継器識別情報を前記管理装置に送信し、

前記管理装置の前記記憶部は、前記送信データを前記測定器識別情報および前記中継器識別情報と関連付けて記憶する、

請求項１に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項24] 前記管理装置は、前記異常検出部がいずれかの前記異常を検知した場合に、前記異常の種類の報知を行う報知部を更に有する、

請求項６または７に記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項25] 前記測定器は、検出結果データを記憶する記憶部を有する、

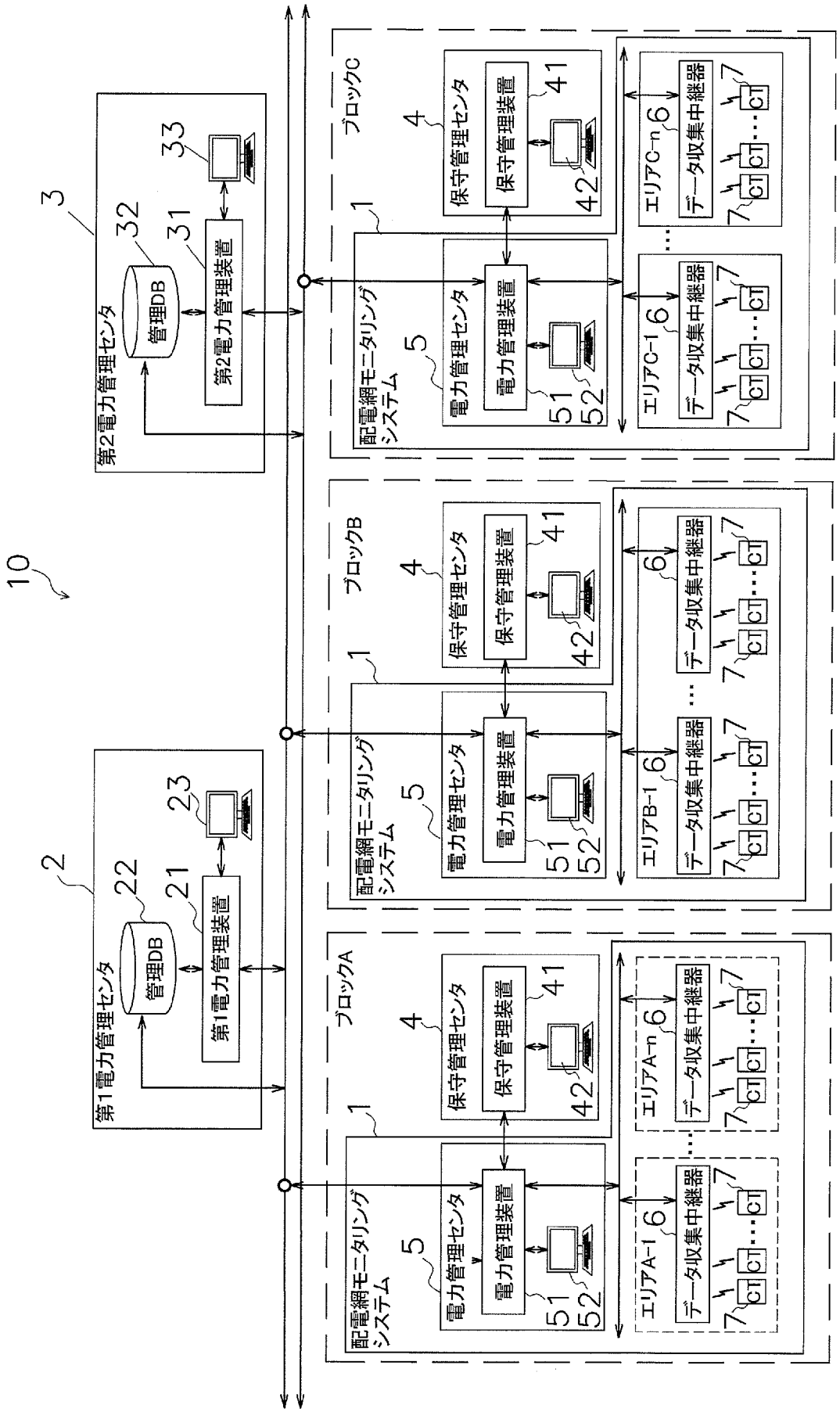
請求項１～２４のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

[請求項26] 前記測定器は、

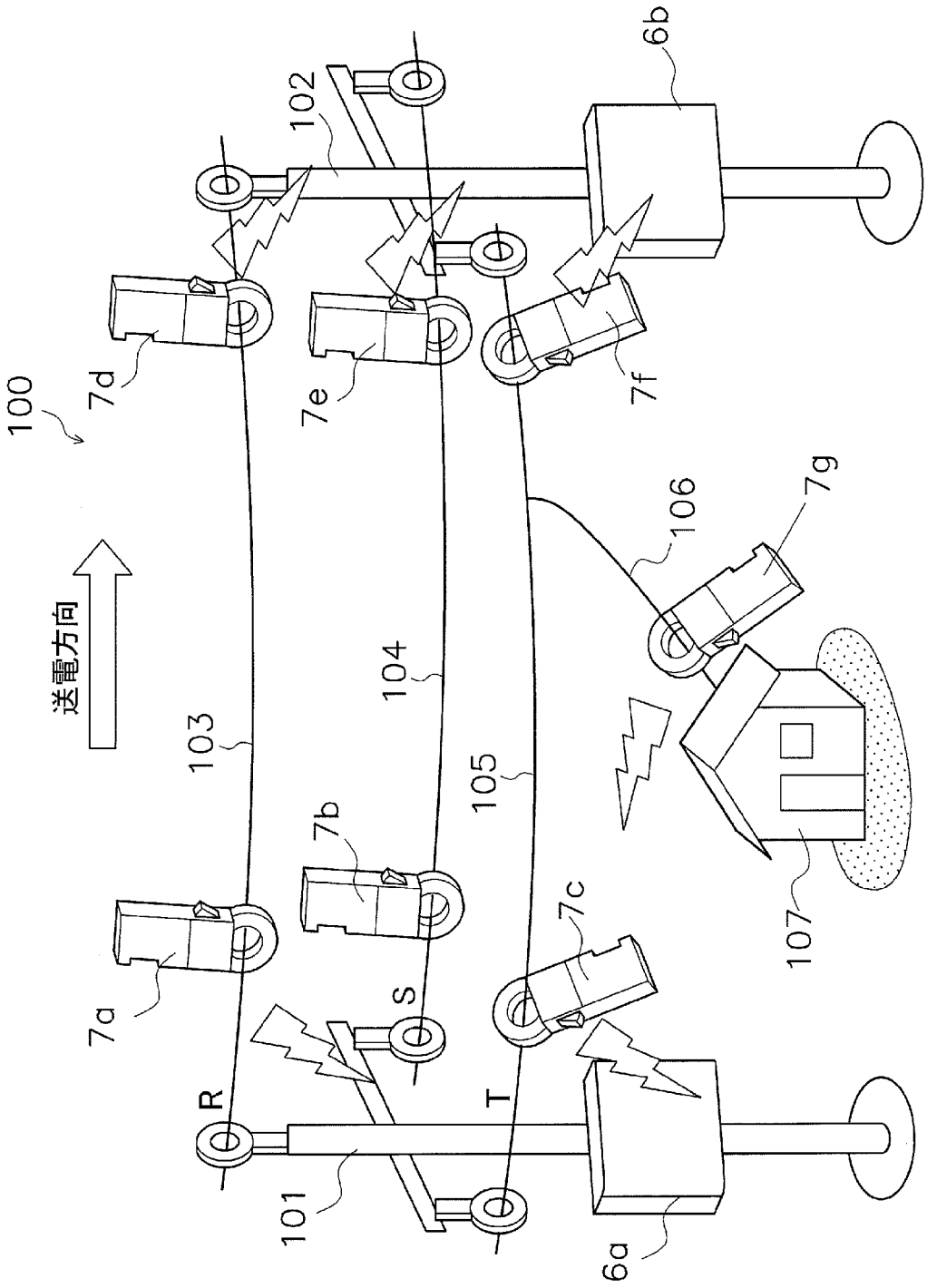
前記電力線を流れる電気を利用して、前記測定部に電力を供給する給電部を更に有する、

請求項１～２５のいずれかに記載の配電網モニタリングシステム。

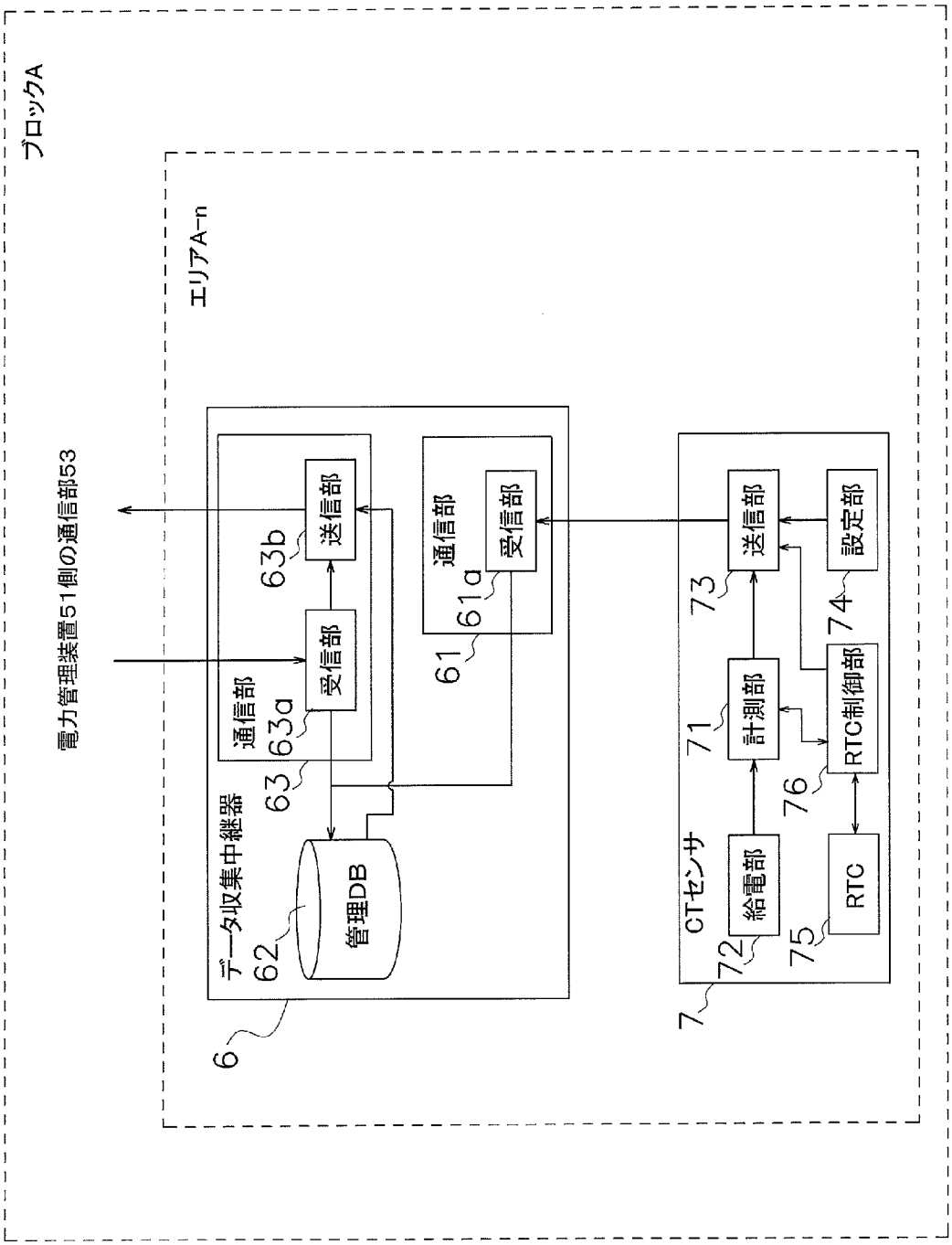
[図1]


10
2
第1電力管理センタ
管理DB
22
第1電力管理装置
21
23
3
第2電力管理センタ
管理DB
32
第2電力管理装置
31
33
ブロックA
ブロックB
ブロックC
配電網モニタリングシステム
1
5
電力管理センタ
電力管理装置
51
52
保守管理センタ
保守管理装置
4
41
42
エリアA-1
エリアA-n
エリアB-1
エリアC-1
エリアC-n
データ収集中継器
6
7
CT

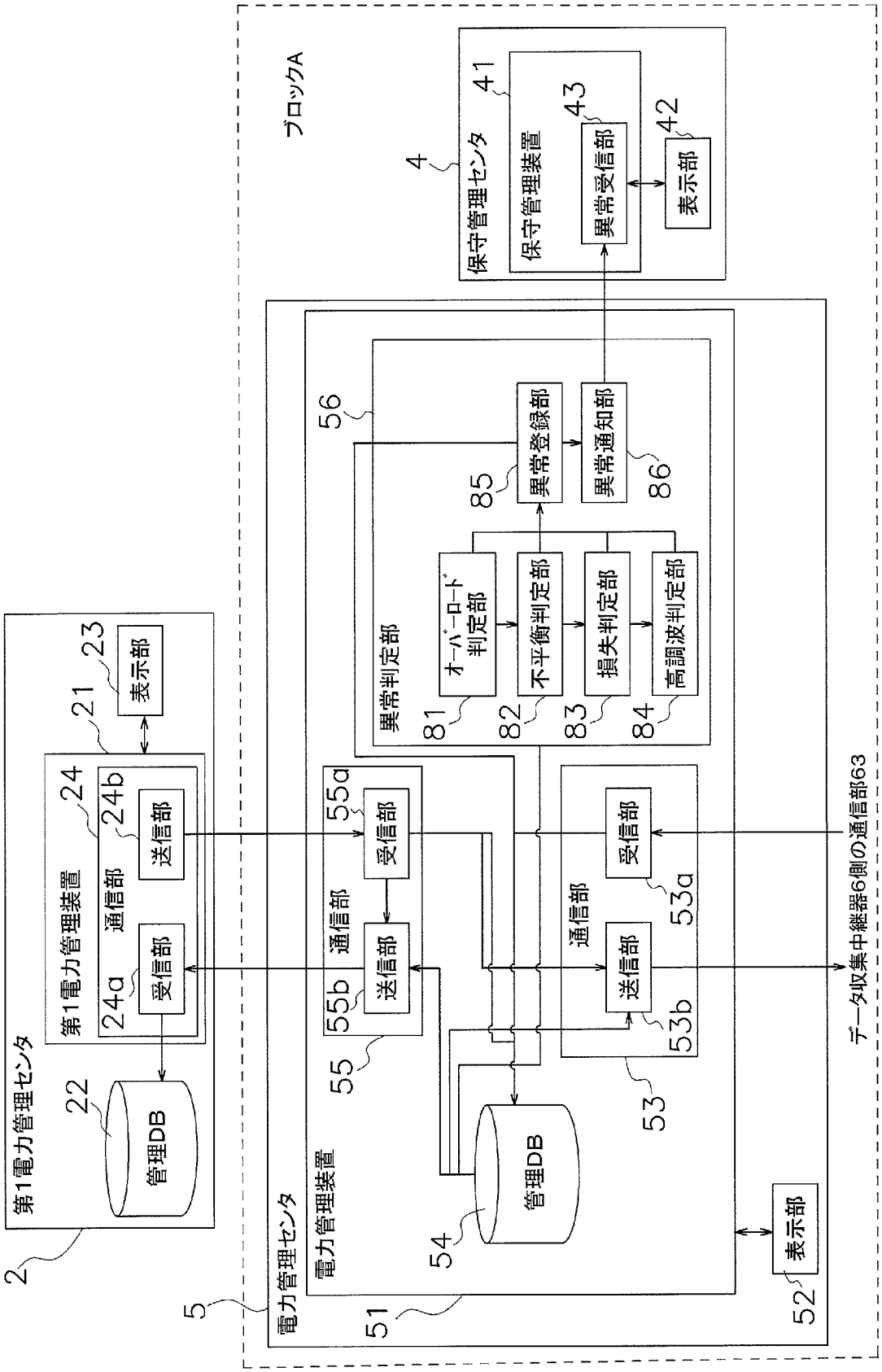
[図2]



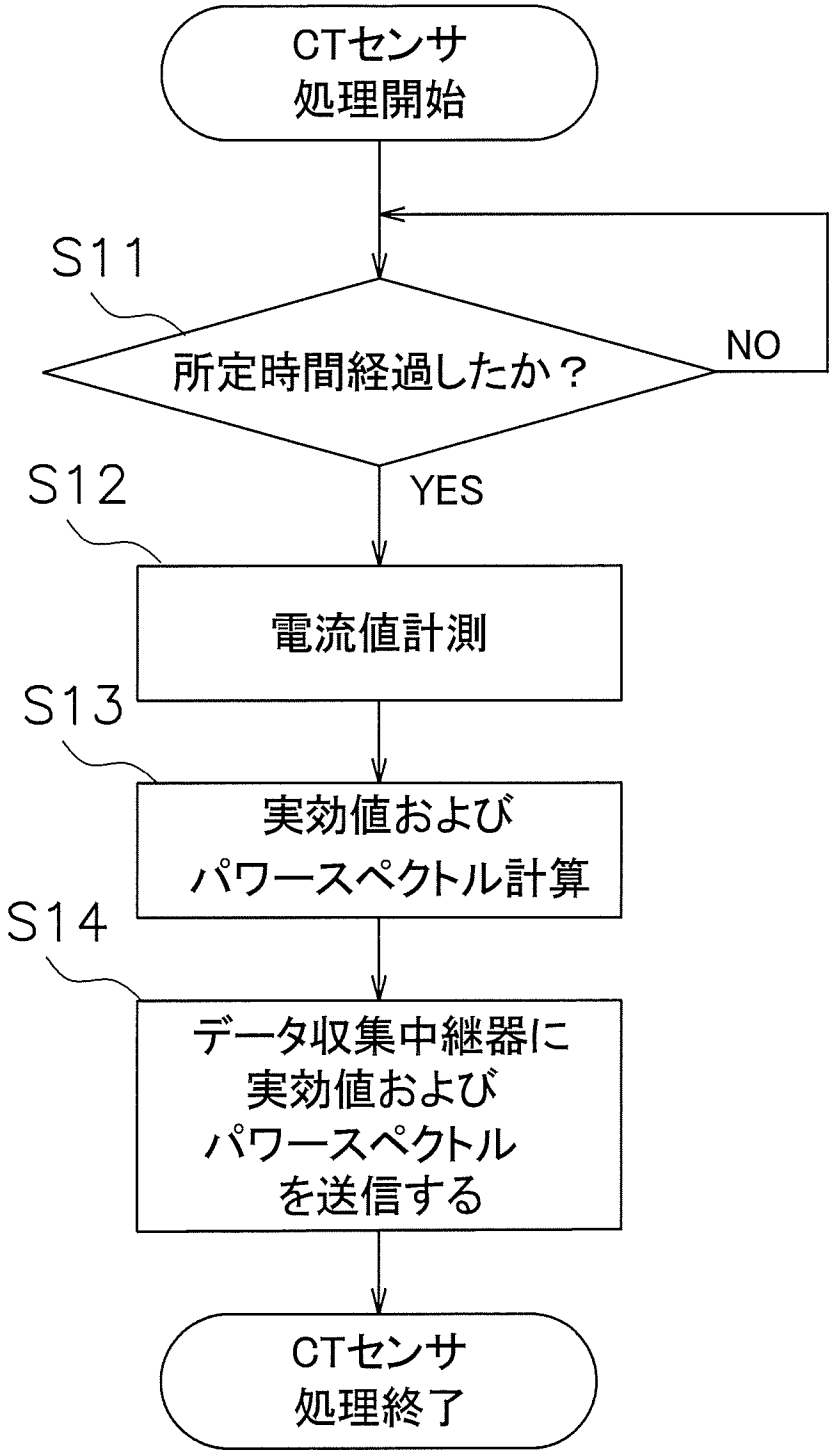
[図3]


ブロックA
電力管理装置51側の通信部53
エリアA-n
データ収集中継器
6
通信部
63
送信部
63b
受信部
63a
管理DB
62
通信部
61
受信部
61a
CTセンサ
7
給電部
72
計測部
71
RTC制御部
76
RTC
75
送信部
73
設定部
74

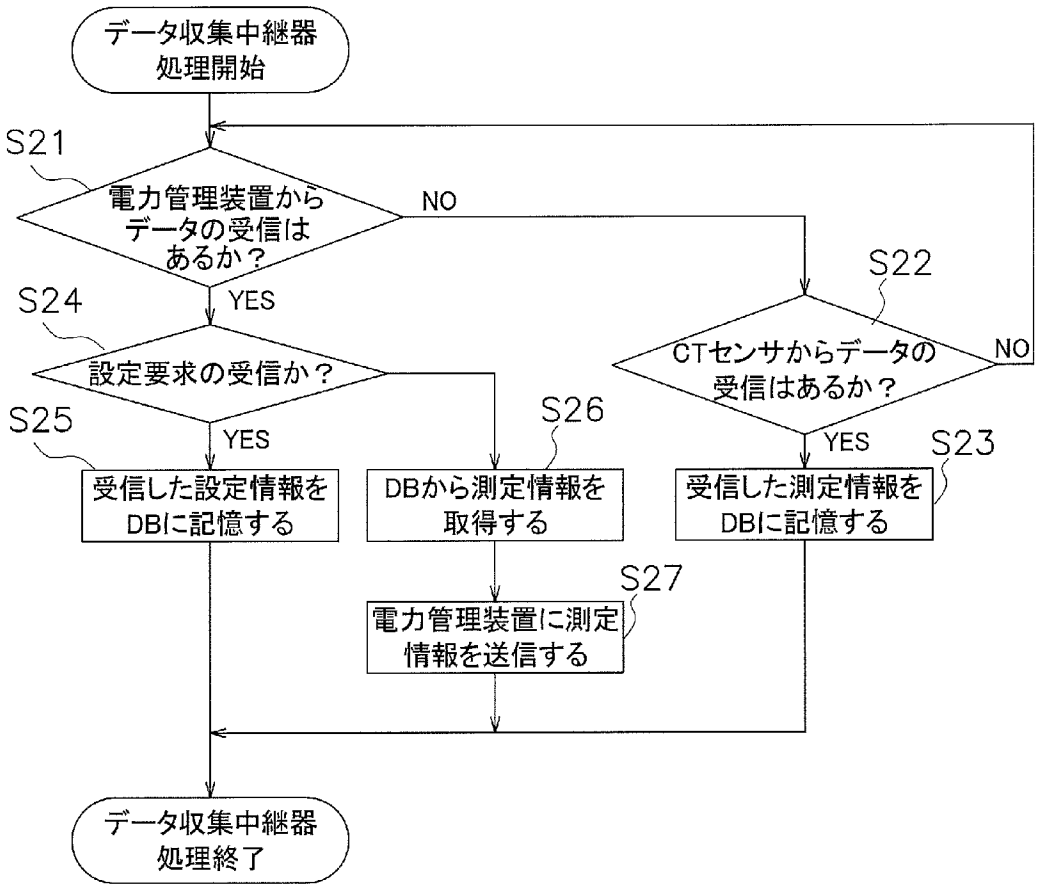
[図4]


ブロックA
第1電力管理センタ
2
22
管理DB
第1電力管理装置
24
24a
通信部
受信部
24b
送信部
21
23
表示部
5
電力管理センタ
51
電力管理装置
55
55a
受信部
通信部
55b
送信部
54
管理DB
53
53a
受信部
通信部
53b
送信部
52
表示部
56
異常判定部
81
オーバーロード判定部
82
不平衡判定部
83
損失判定部
84
高調波判定部
85
異常登録部
86
異常通知部
4
保守管理センタ
41
保守管理装置
43
異常受信部
42
表示部
データ収集中継器6側の通信部63

[図5]


CTセンサ
処理開始
S11
所定時間経過したか？
NO
YES
S12
電流値計測
S13
実効値および
パワースペクトル計算
S14
データ収集中継器に
実効値および
パワースペクトル
を送信する
CTセンサ
処理終了

[図6]



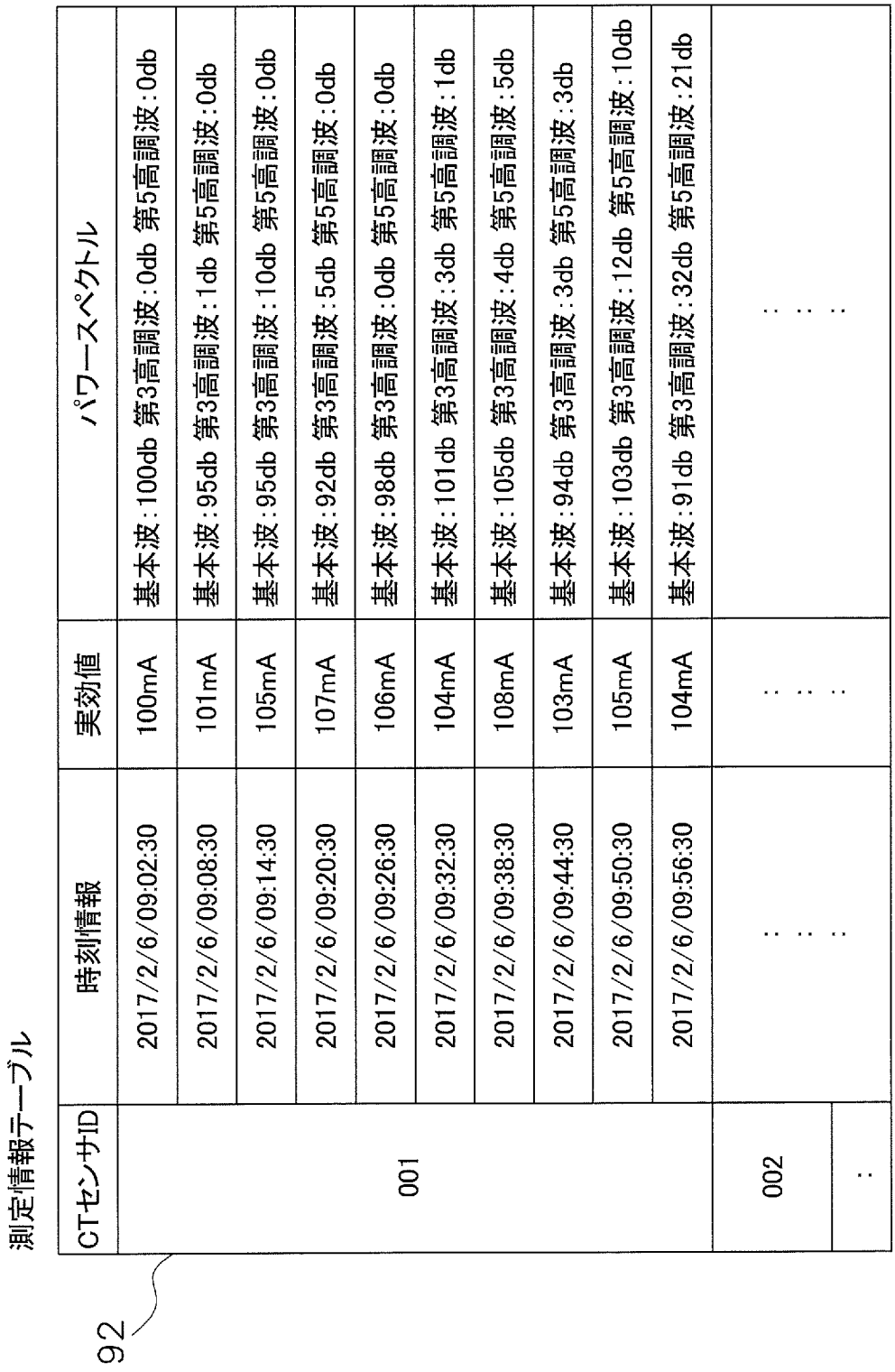
[図7]

設定情報テーブル

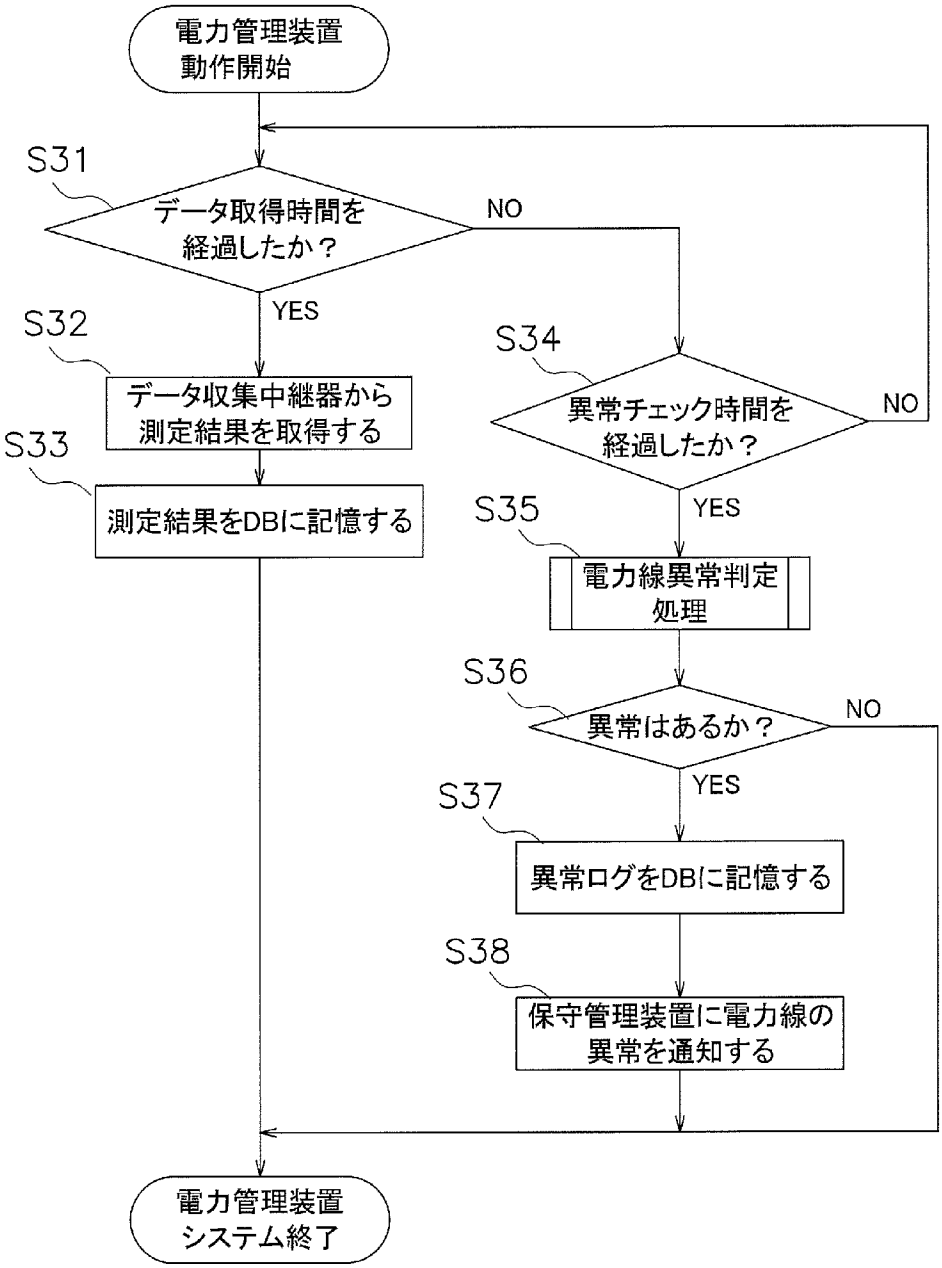
91

中継器管理コード	A01_01			
CTセンサID	001	002	・・・	00n
時刻情報	2017/2/6/10:00:08			

[図8]


92
測定情報テーブル
CTセンサID
時刻情報
実効値
パワースペクトル
001
2017/2/6/09:02:30
100mA
基本波:100db 第3高調波:0db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:08:30
101mA
基本波:95db 第3高調波:1db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:14:30
105mA
基本波:95db 第3高調波:10db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:20:30
107mA
基本波:92db 第3高調波:5db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:26:30
106mA
基本波:98db 第3高調波:0db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:32:30
104mA
基本波:101db 第3高調波:3db 第5高調波:1db
2017/2/6/09:38:30
108mA
基本波:105db 第3高調波:4db 第5高調波:5db
2017/2/6/09:44:30
103mA
基本波:94db 第3高調波:3db 第5高調波:3db
2017/2/6/09:50:30
105mA
基本波:103db 第3高調波:12db 第5高調波:10db
2017/2/6/09:56:30
104mA
基本波:91db 第3高調波:32db 第5高調波:21db
002
..

[図9]


電力管理装置
動作開始
S31
データ取得時間を
経過したか？
NO
YES
S32
データ収集中継器から
測定結果を取得する
S33
測定結果をDBに記憶する
S34
異常チェック時間を
経過したか？
NO
YES
S35
電力線異常判定
処理
S36
異常はあるか？
NO
YES
S37
異常ログをDBに記憶する
S38
保守管理装置に電力線の
異常を通知する
電力管理装置
システム終了

[図10]

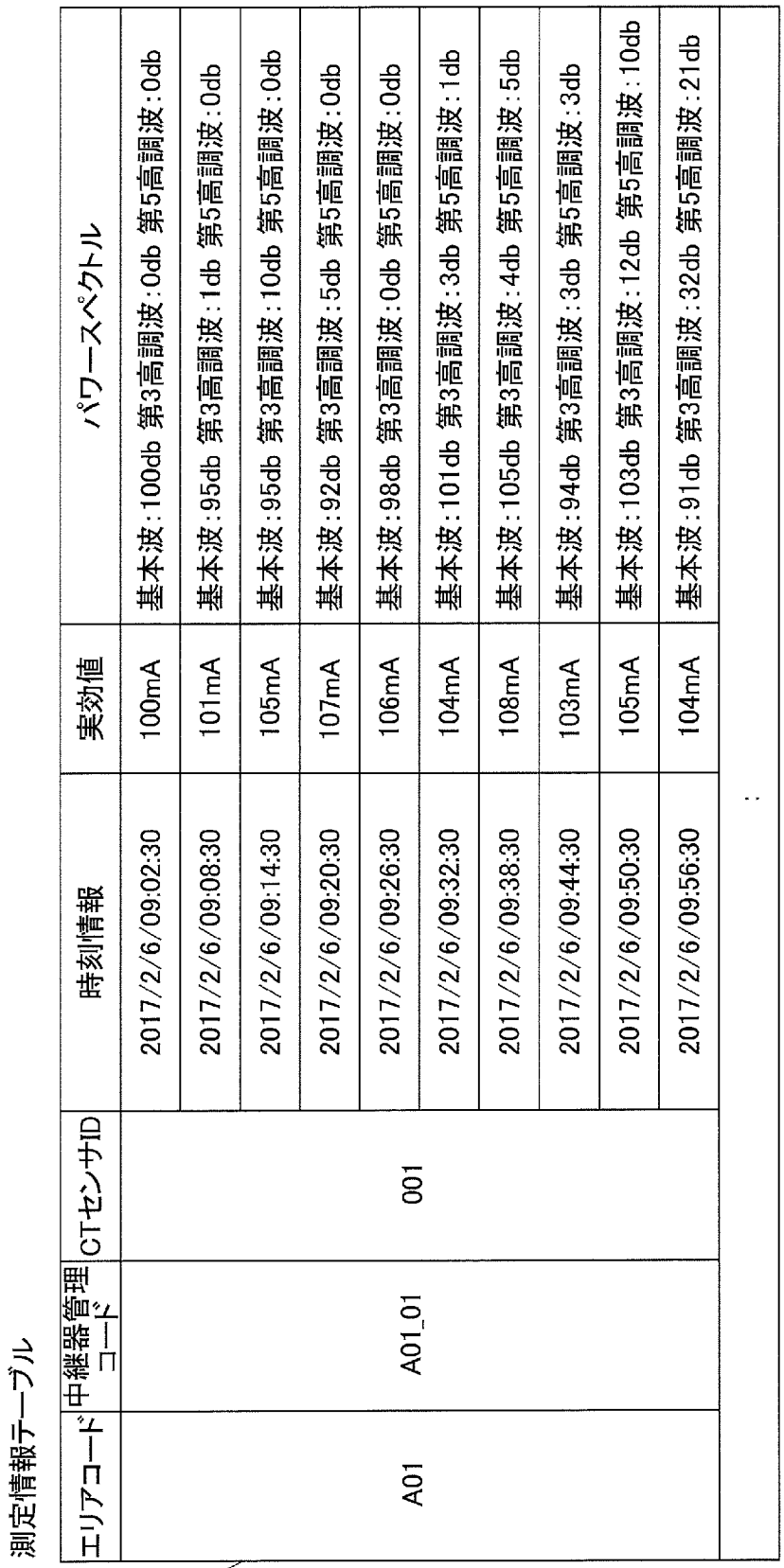
設定情報テーブル

93

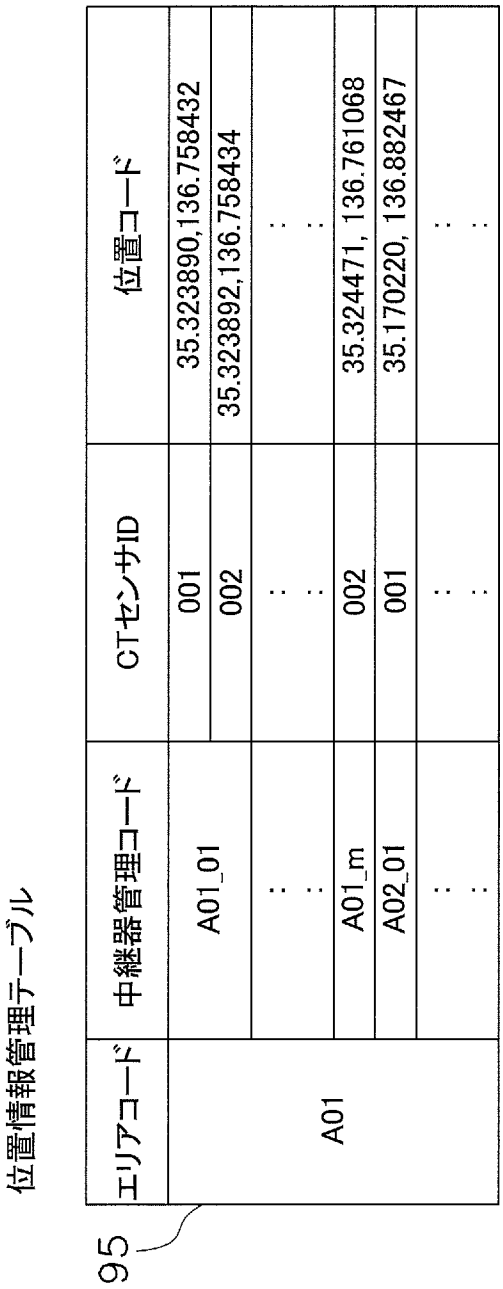
エリアコード	中継器管理コード	グループID	分類ID	CTセンサID
A01	A01_01	R	BR00	001
				002
			BR01	003
		S	BR00	：
			BR01	：
		T	BR00	：
			BR01	n
	A01_02	R	BR00	001
				002
			BR01	：
		S	BR00	：
			BR01	：
		T	BR00	：
			BR01	m
	：	：	：	：

時刻情報	2017/2/6/09:58:55

[図11]


測定情報テーブル
94
エリアコード
中継器管理コード
CTセンサID
時刻情報
実効値
パワースペクトル
A01
A01_01
001
2017/2/6/09:02:30
100mA
基本波:100db 第3高調波:0db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:08:30
101mA
基本波:95db 第3高調波:1db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:14:30
105mA
基本波:95db 第3高調波:10db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:20:30
107mA
基本波:92db 第3高調波:5db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:26:30
106mA
基本波:98db 第3高調波:0db 第5高調波:0db
2017/2/6/09:32:30
104mA
基本波:101db 第3高調波:3db 第5高調波:1db
2017/2/6/09:38:30
108mA
基本波:105db 第3高調波:4db 第5高調波:5db
2017/2/6/09:44:30
103mA
基本波:94db 第3高調波:3db 第5高調波:3db
2017/2/6/09:50:30
105mA
基本波:103db 第3高調波:12db 第5高調波:10db
2017/2/6/09:56:30
104mA
基本波:91db 第3高調波:32db 第5高調波:21db
..

[図12]


位置情報管理テーブル
95
エリアコード
中継器管理コード
CTセンサID
位置コード
A01
A01_01
001
35.323890,136.758432
002
35.323892,136.758434
A01_m
002
35.324471, 136.761068
A02_01
001
35.170220, 136.882467

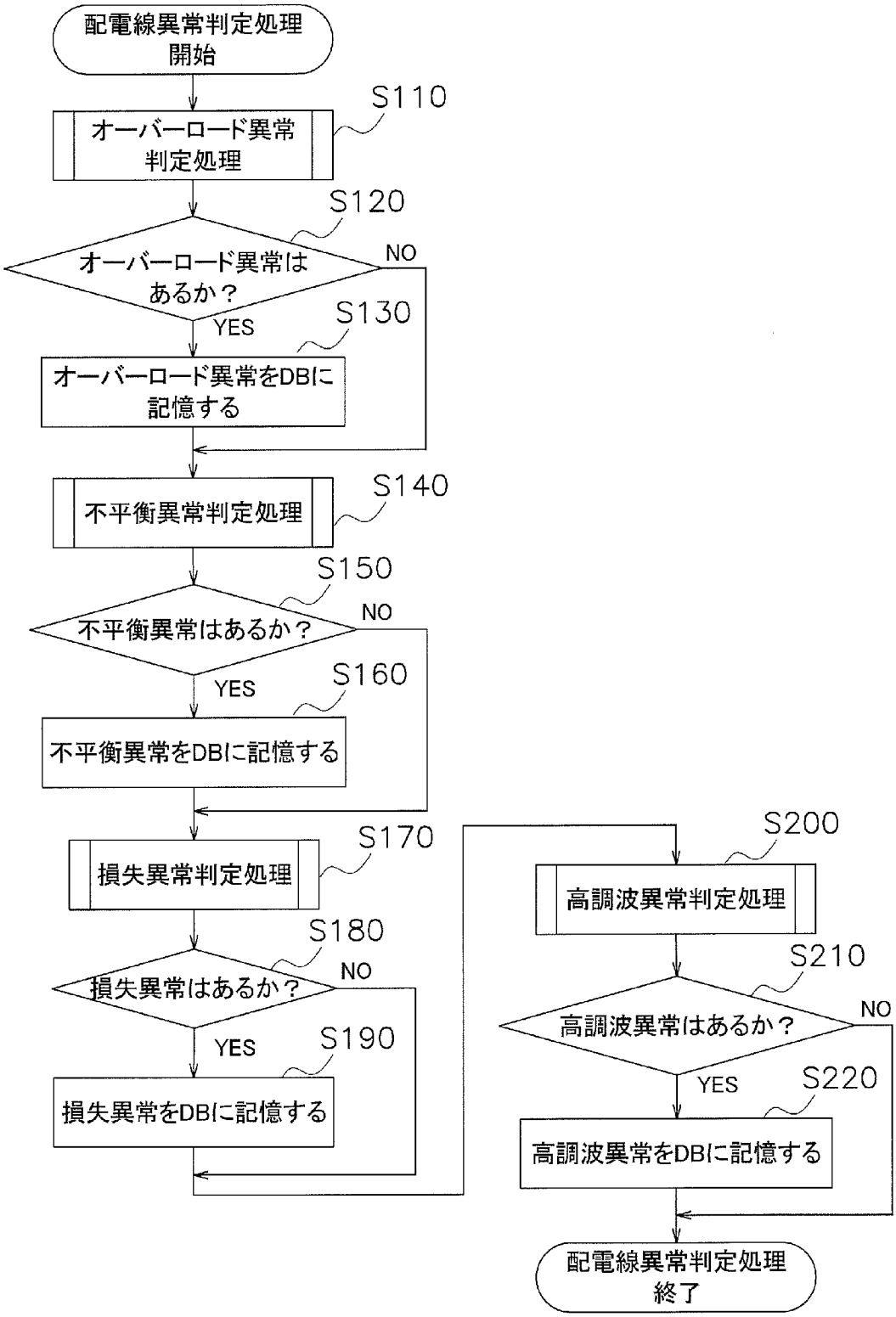
[図13]

異常管理テーブル

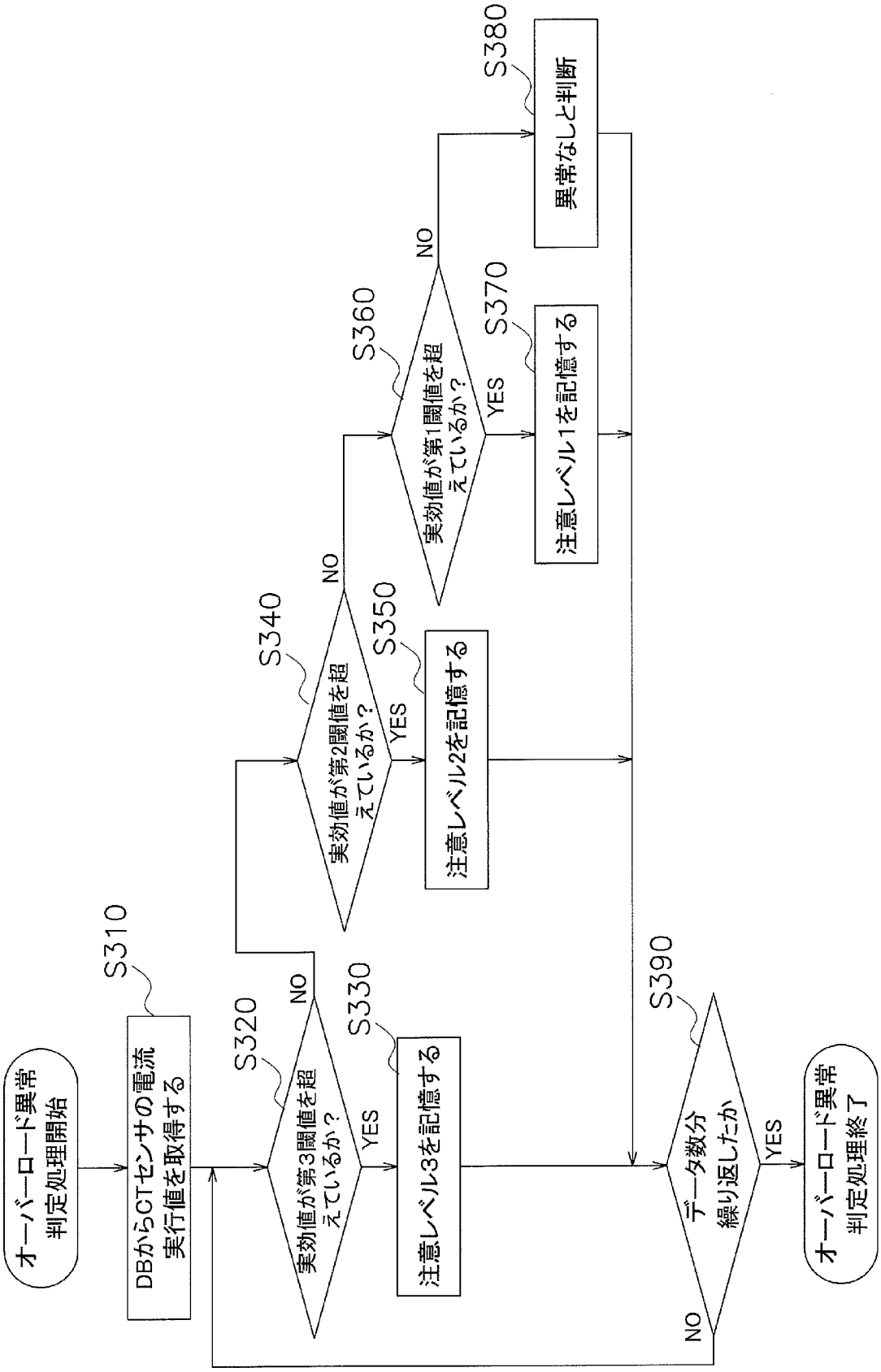
96

エリアコード	中継器管理コード	CTセンサID	状態			
			オーバーロード	不平衡	損失	高調波
A01	A01_01	001	正常	正常	正常	正常
		002	注意Lv1	正常	正常	正常
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	A01_m	002	正常	正常	正常	正常
	A02_01	001	正常	注意Lv3	注意Lv1	正常
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

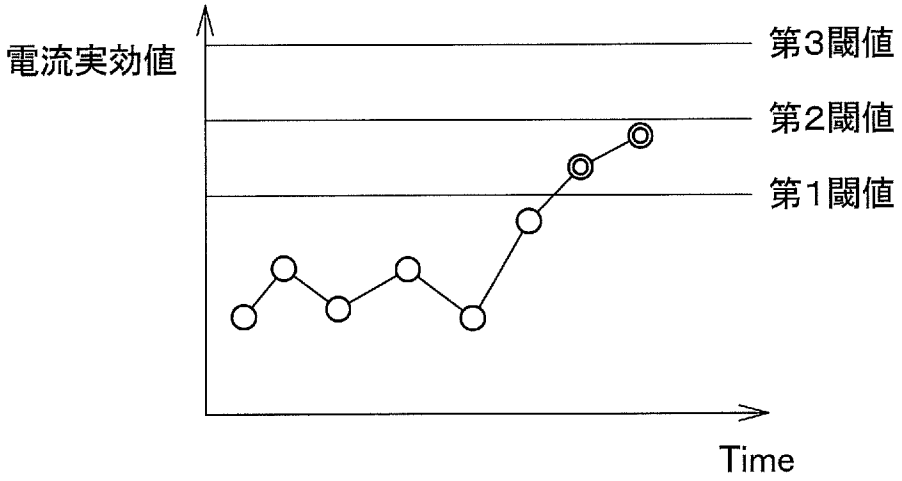
[図14]


配電線異常判定処理
開始
S110
オーバーロード異常
判定処理
S120
オーバーロード異常は
あるか？
NO
YES
S130
オーバーロード異常をDBに
記憶する
S140
不平衡異常判定処理
S150
不平衡異常はあるか？
NO
YES
S160
不平衡異常をDBに記憶する
S170
損失異常判定処理
S180
損失異常はあるか？
NO
YES
S190
損失異常をDBに記憶する
S200
高調波異常判定処理
S210
高調波異常はあるか？
NO
YES
S220
高調波異常をDBに記憶する
配電線異常判定処理
終了

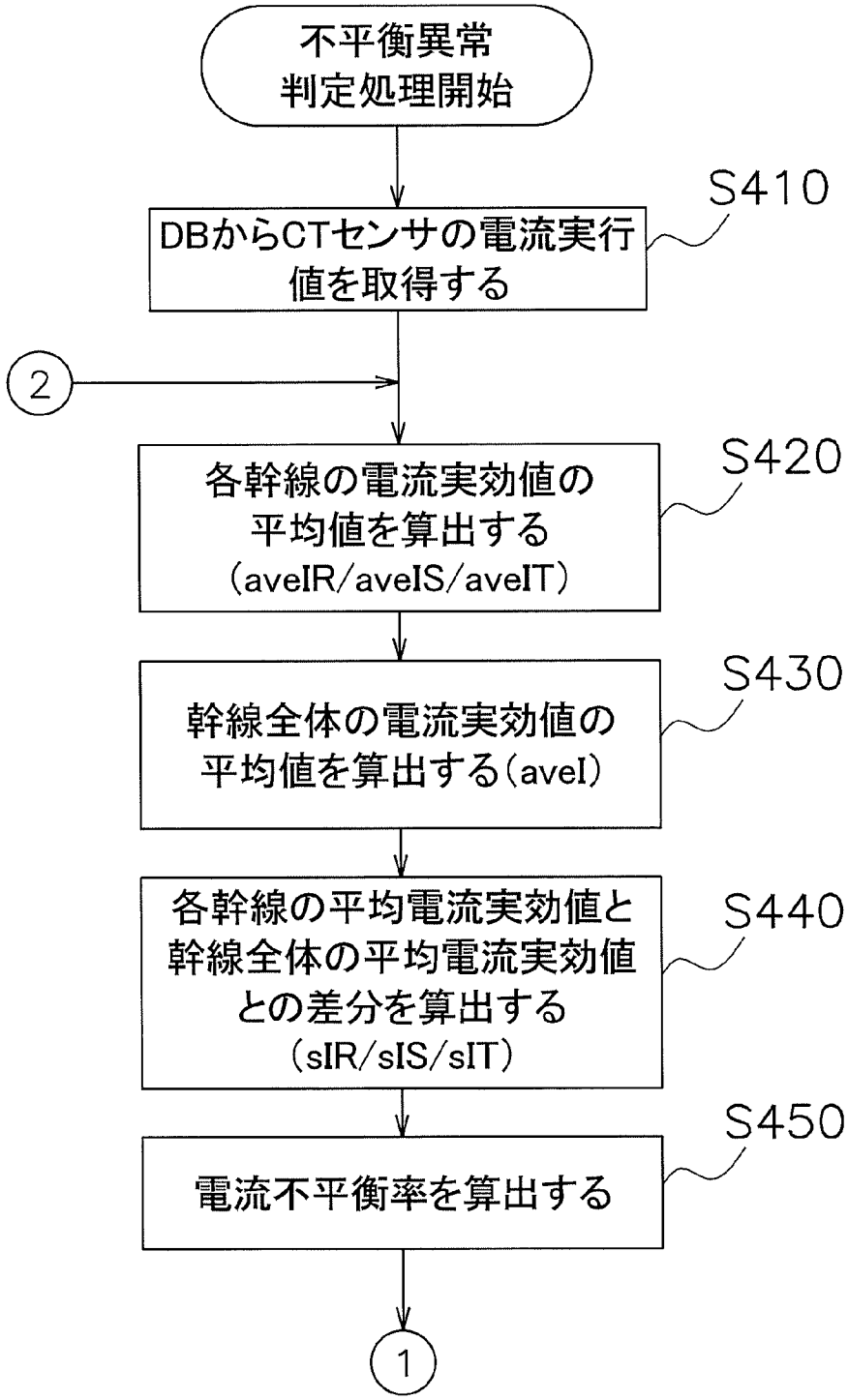
[図15]


オーバーロード異常判定処理開始
S310
DBからCTセンサの電流実行値を取得する
S320
実効値が第3閾値を超えているか？
YES
NO
S330
注意レベル3を記憶する
S340
実効値が第2閾値を超えているか？
YES
NO
S350
注意レベル2を記憶する
S360
実効値が第1閾値を超えているか？
YES
NO
S370
注意レベル1を記憶する
S380
異常なしと判断
S390
データ数分繰り返したか
YES
NO
オーバーロード異常判定処理終了

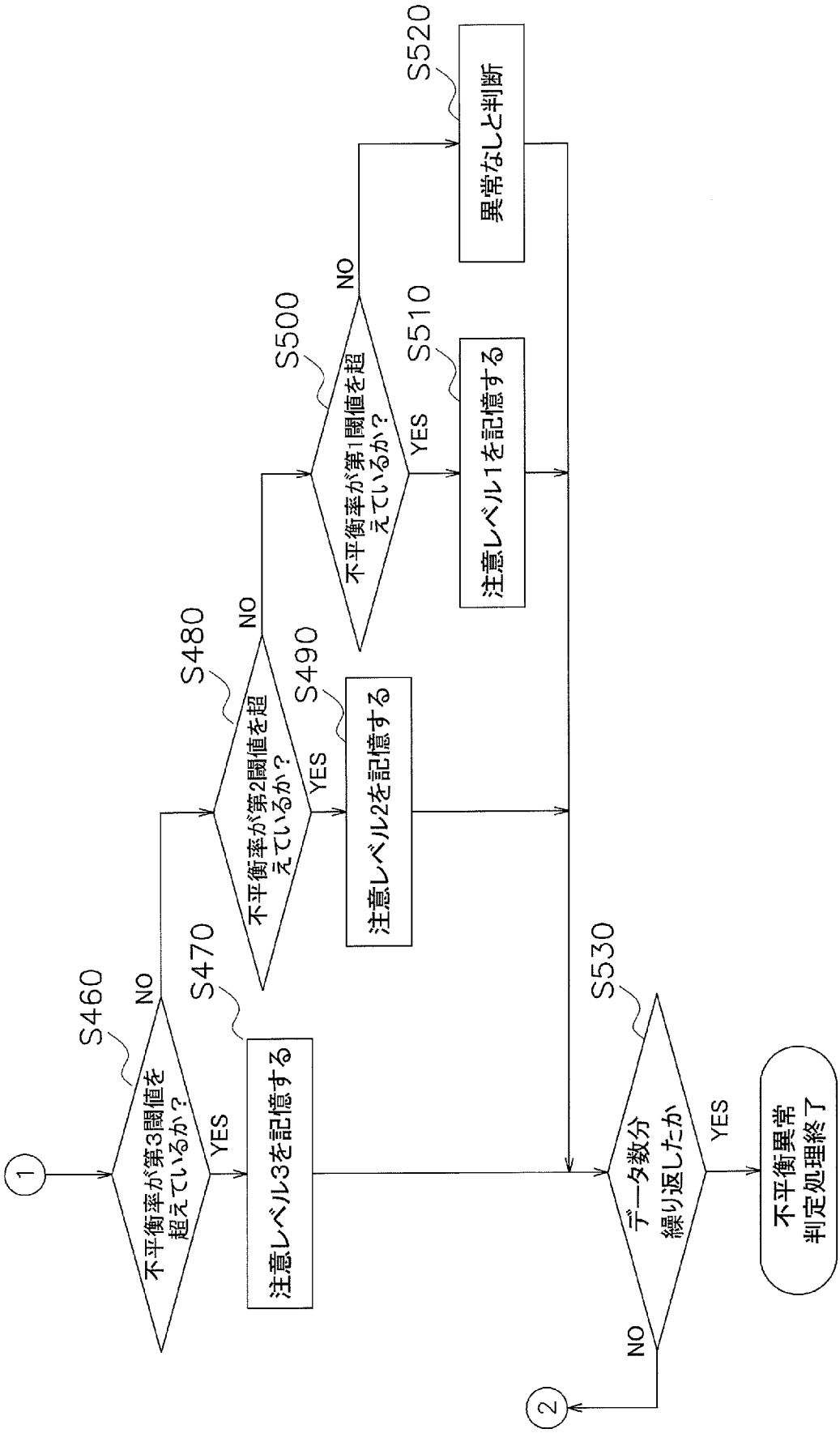
[図16]



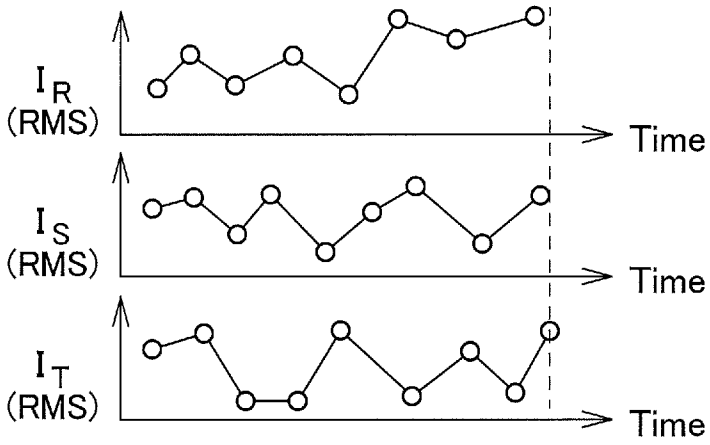
[図17A]


不平衡異常
判定処理開始
S410
DBからCTセンサの電流実行
値を取得する
2
S420
各幹線の電流実効値の
平均値を算出する
(aveIR/aveIS/aveIT)
S430
幹線全体の電流実効値の
平均値を算出する(aveI)
S440
各幹線の平均電流実効値と
幹線全体の平均電流実効値
との差分を算出する
(sIR/sIS/sIT)
S450
電流不平衡率を算出する
1

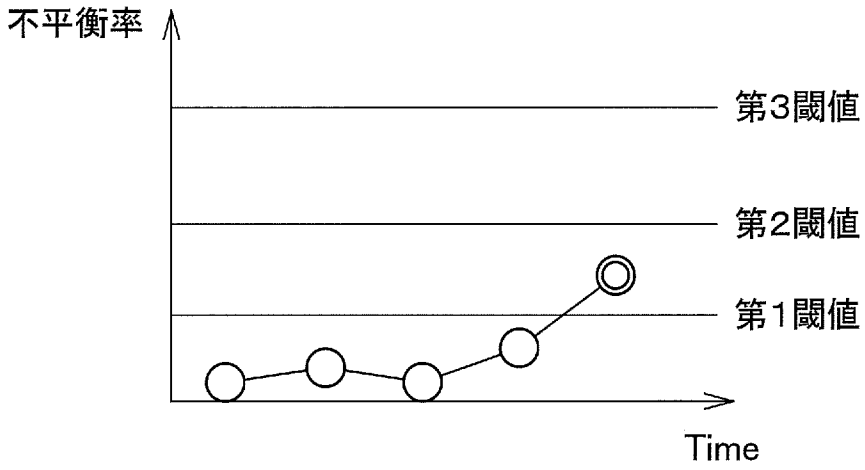
[図17B]


①
S460
不平衡率が第3閾値を超えているか？
YES
NO
S470
注意レベル3を記憶する
S480
不平衡率が第2閾値を超えているか？
YES
NO
S490
注意レベル2を記憶する
S500
不平衡率が第1閾値を超えているか？
YES
NO
S510
注意レベル1を記憶する
S520
異常なしと判断
S530
データ数分繰り返したか
YES
NO
②
不平衡異常判定処理終了

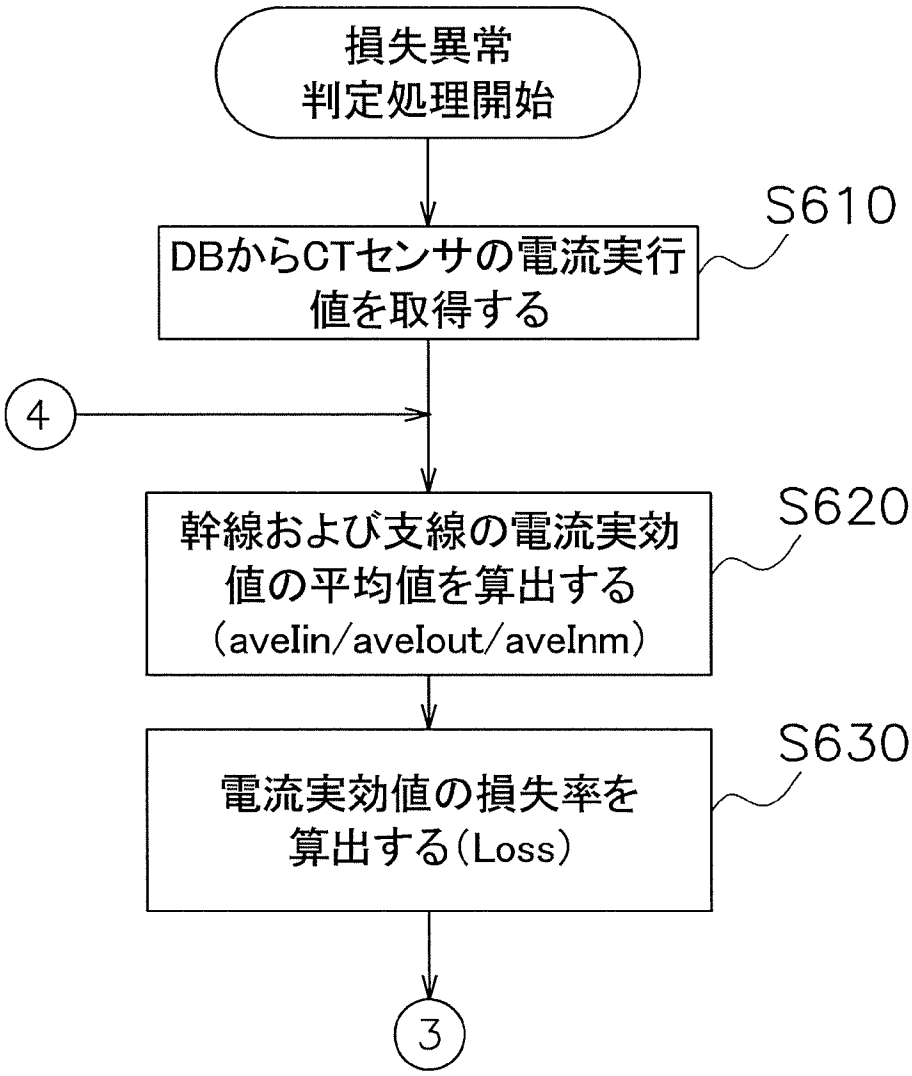
[図18]



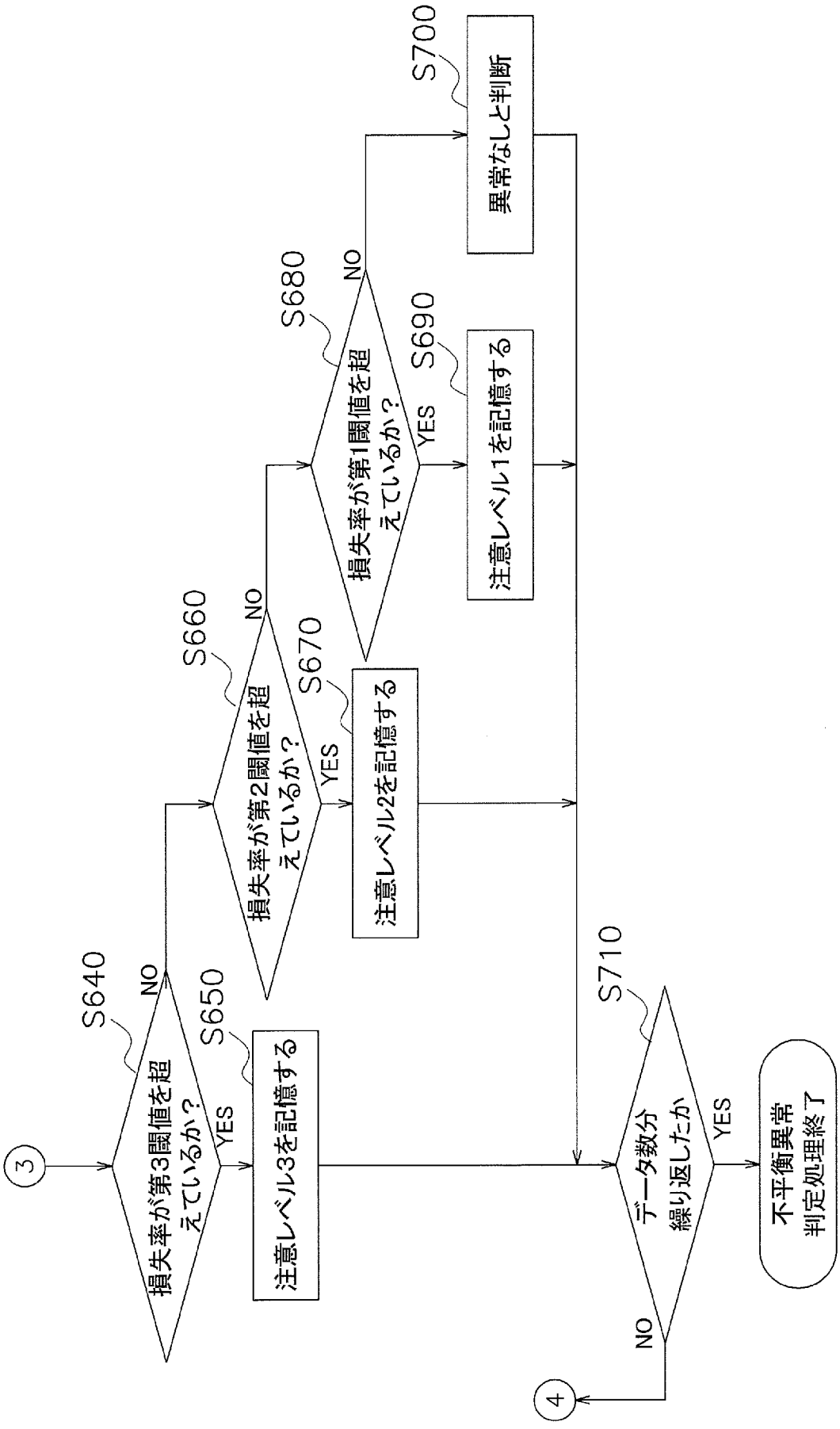
[図19]



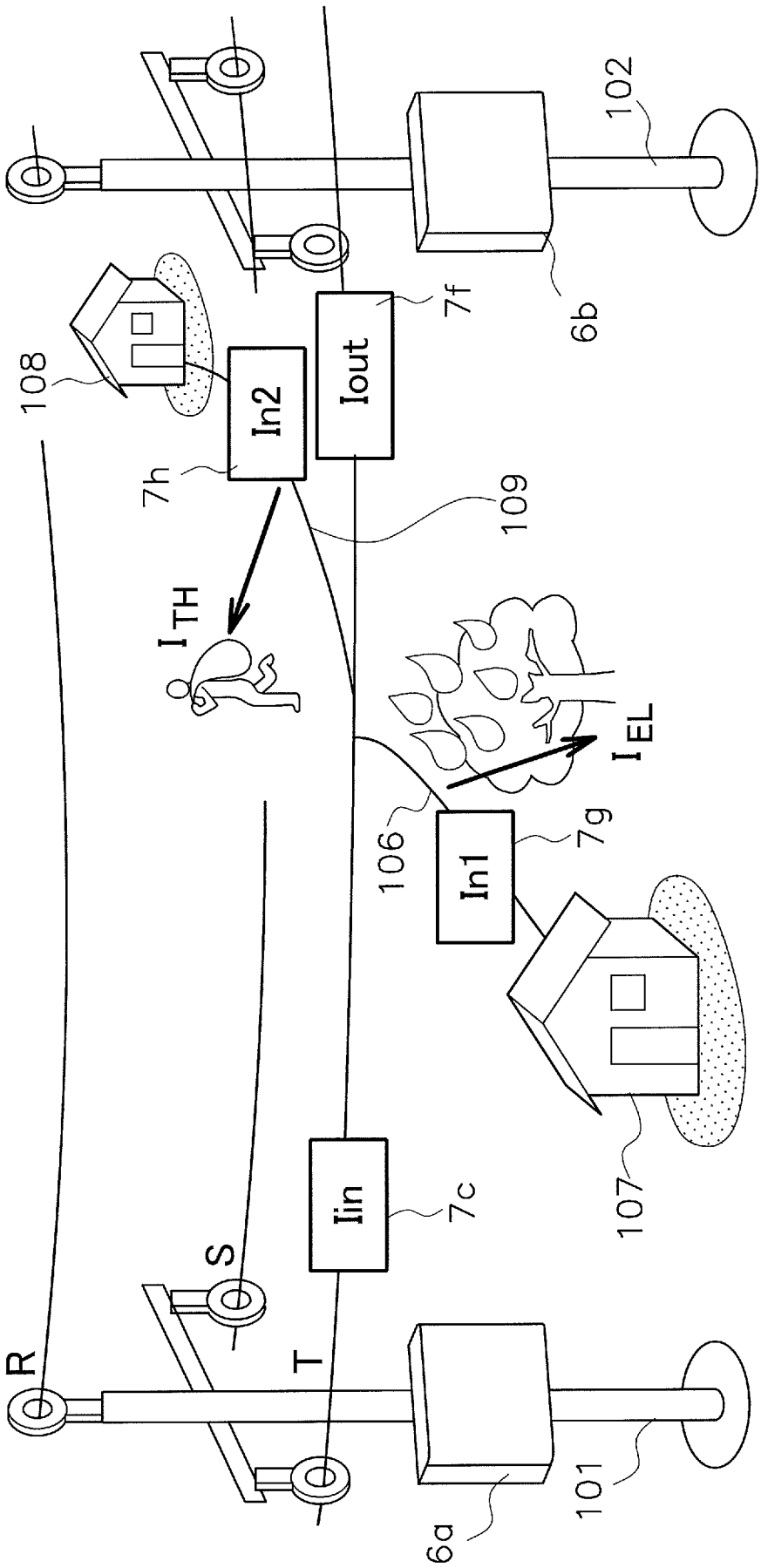
[図20A]


損失異常
判定処理開始
S610
DBからCTセンサの電流実行
値を取得する
4
S620
幹線および支線の電流実効
値の平均値を算出する
(avelin/avelout/avelnm)
S630
電流実効値の損失率を
算出する(Loss)
3

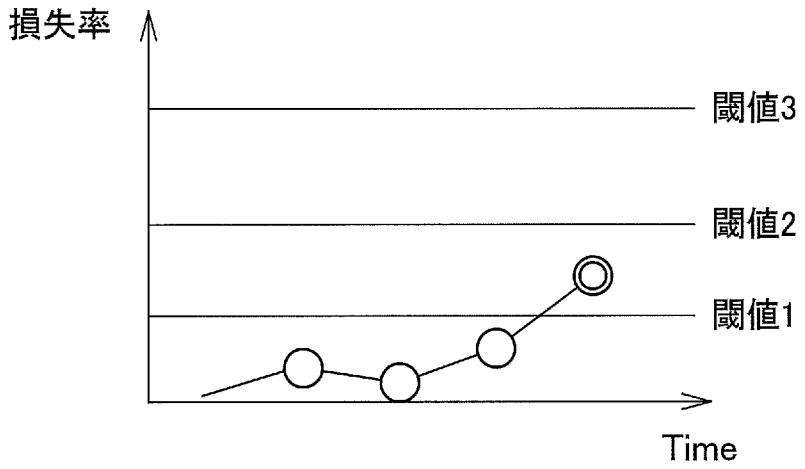
[図20B]


S700
異常なしと判断
S680
NO
損失率が第1閾値を超えているか？
S690
YES
注意レベル1を記憶する
S660
NO
損失率が第2閾値を超えているか？
S670
YES
注意レベル2を記憶する
S640
NO
損失率が第3閾値を超えているか？
S650
YES
注意レベル3を記憶する
S710
データ数分繰り返したか
YES
NO
不平衡異常判定処理終了
3
4

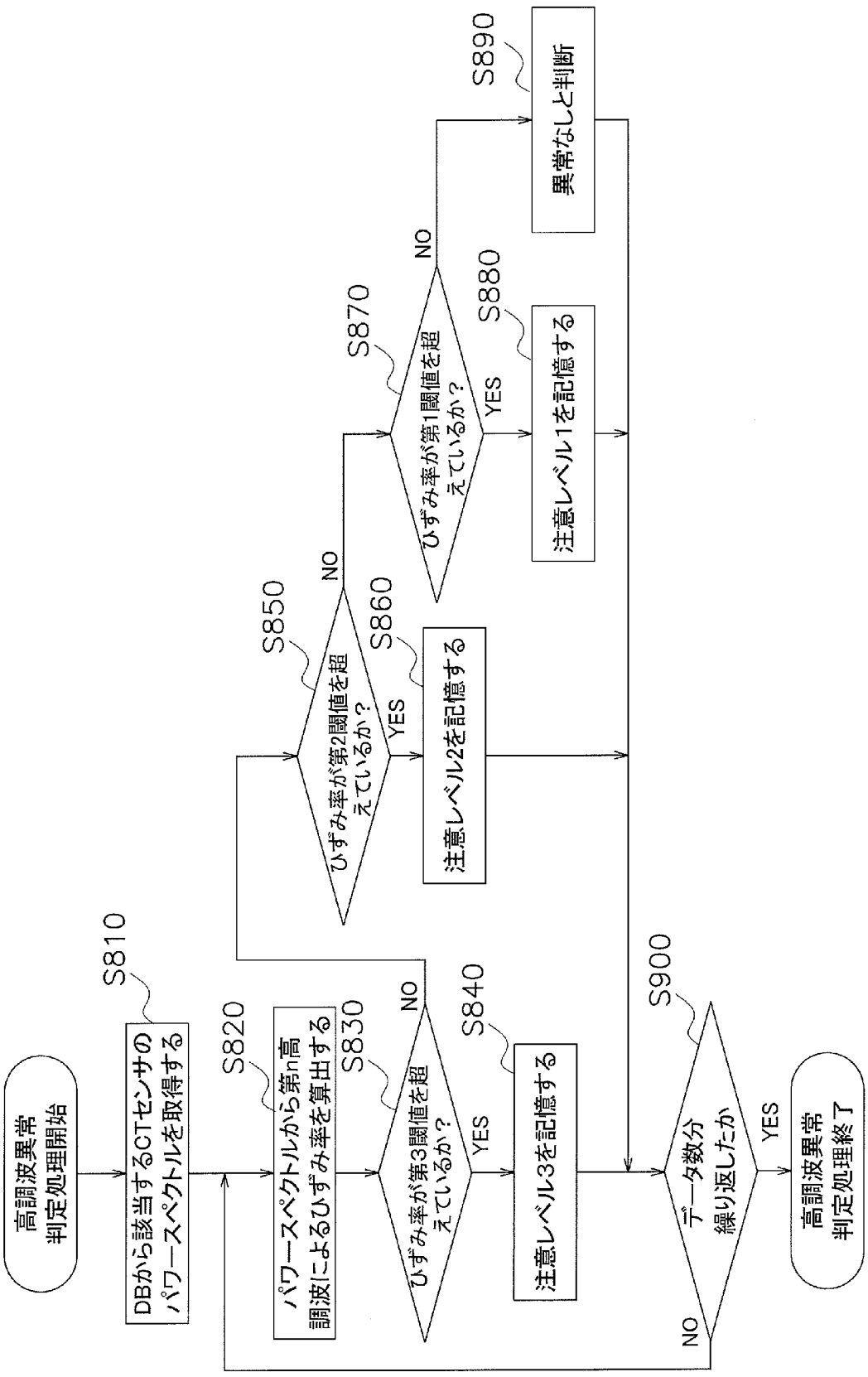
[図21]


102
6b
7f
Iout
108
In2
7h
109
I TH
I EL
106
In1
7g
107
Iin
7c
S
T
R
101
6a

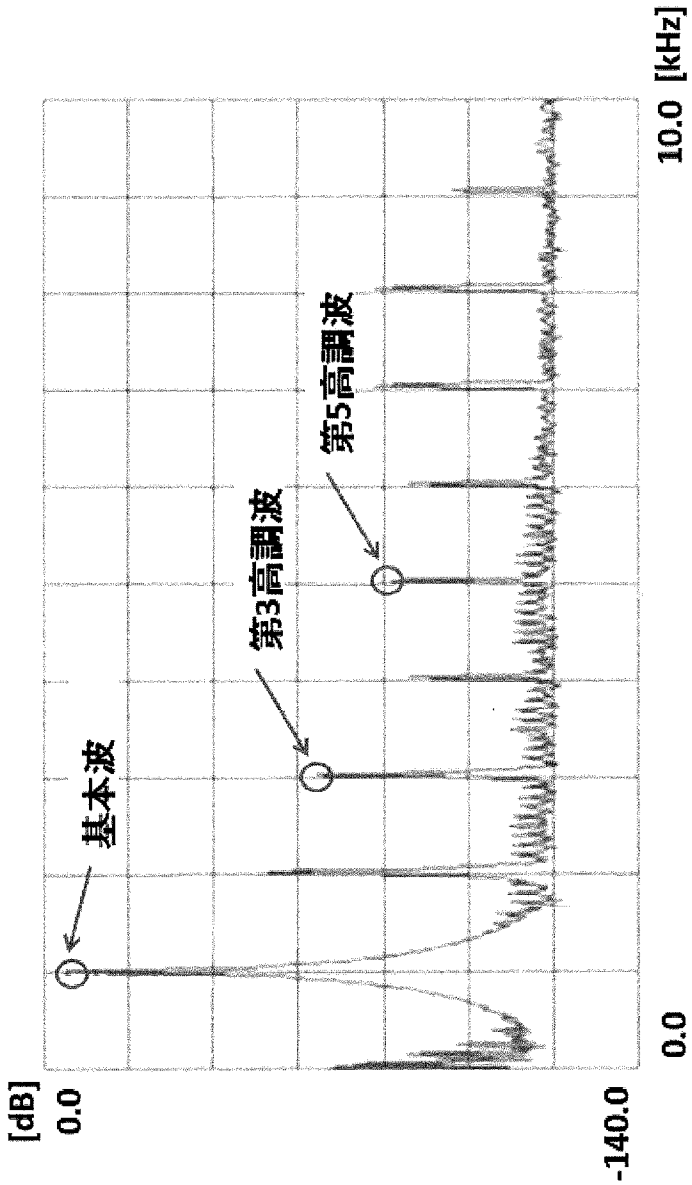
[図22]



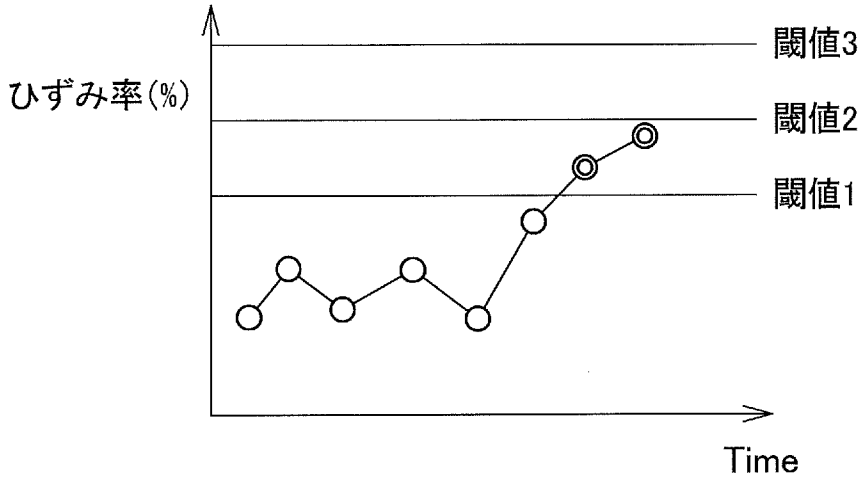
[図23]


高調波異常
判定処理開始
S810
DBから該当するCTセンサの
パワースペクトルを取得する
S820
パワースペクトルから第n高
調波によるひずみ率を算出する
S830
ひずみ率が第3閾値を超
えているか？
NO
YES
S840
注意レベル3を記憶する
S850
ひずみ率が第2閾値を超
えているか？
NO
YES
S860
注意レベル2を記憶する
S870
ひずみ率が第1閾値を超
えているか？
NO
YES
S880
注意レベル1を記憶する
S890
異常なしと判断
S900
データ数分
繰り返したか
NO
YES
高調波異常
判定処理終了

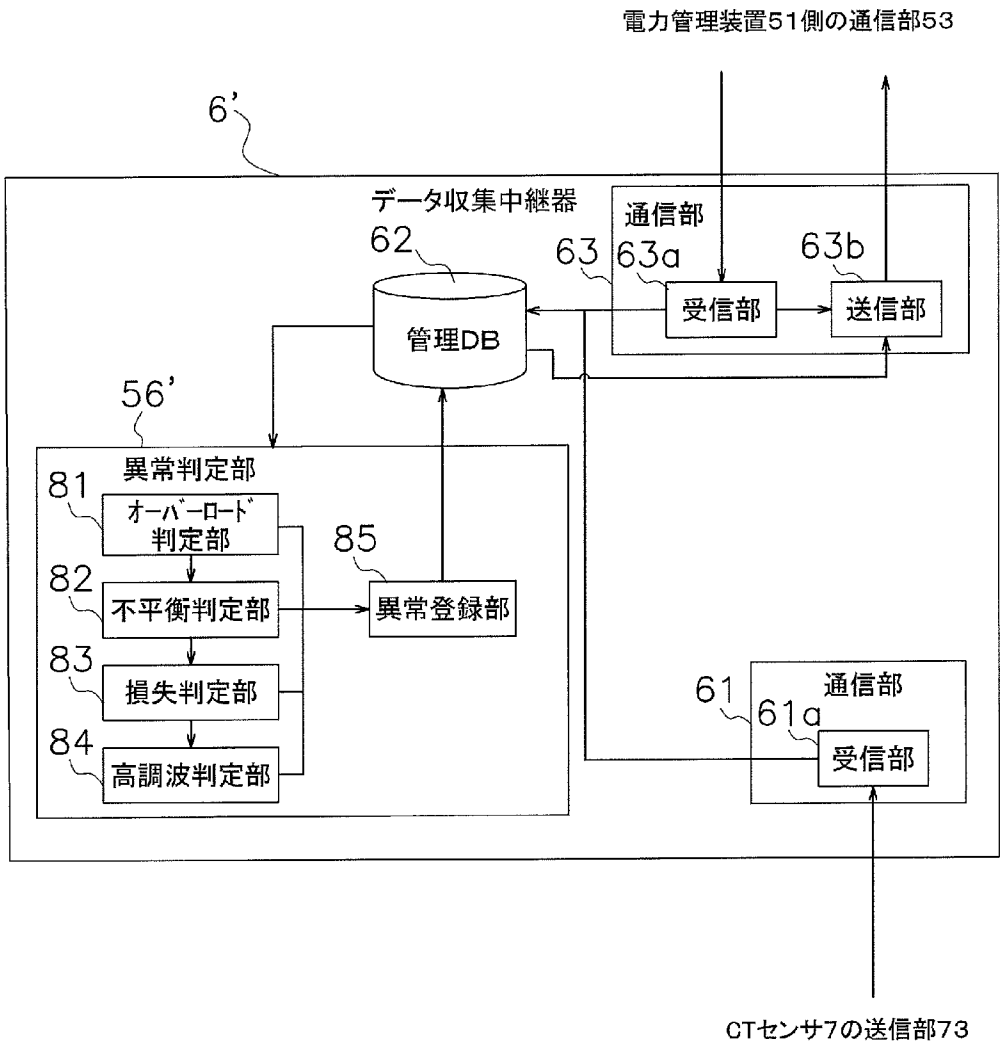
[図24]



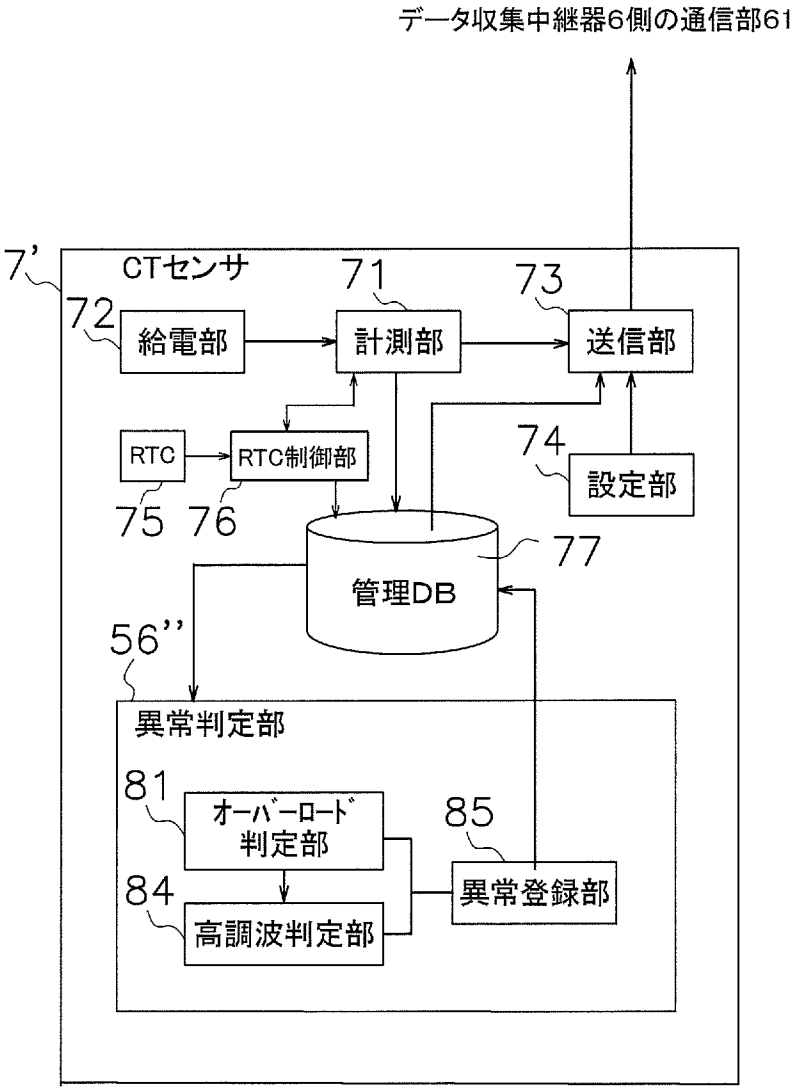
[図25]



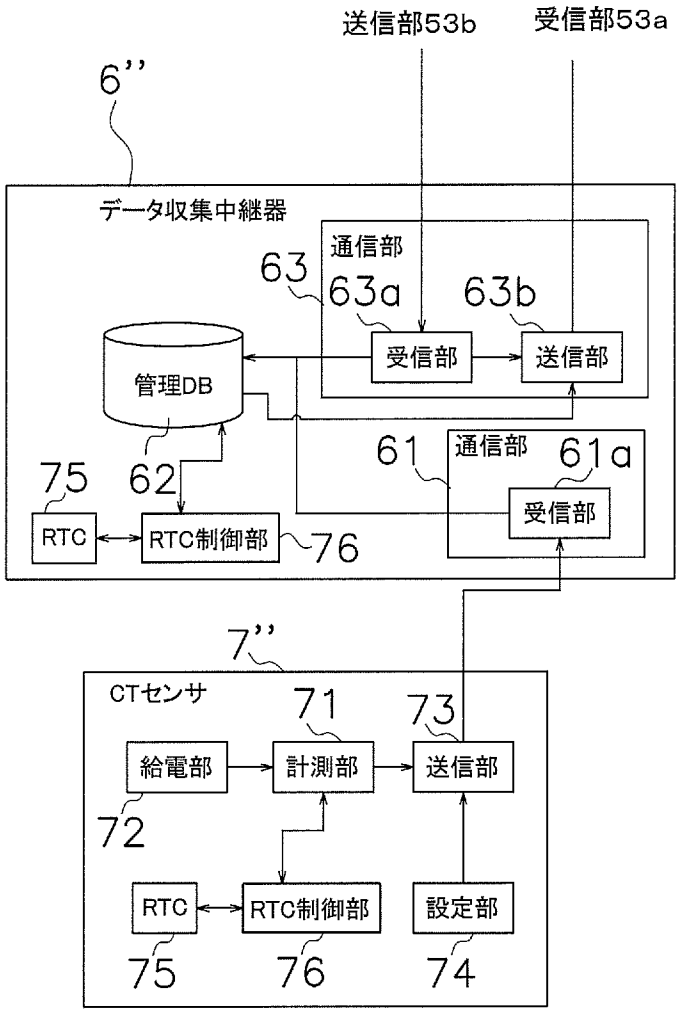
[図26]


電力管理装置51側の通信部53
6'
データ収集中継器
通信部
62
63
63a
63b
受信部
送信部
管理DB
56'
異常判定部
81
オーバーロード判定部
85
82
不平衡判定部
異常登録部
83
損失判定部
61
通信部
61a
84
高調波判定部
受信部
CTセンサ7の送信部73

[図27]


データ収集中継器6側の通信部61
7'
CTセンサ
71
73
72
給電部
計測部
送信部
RTC
RTC制御部
74
設定部
75
76
77
管理DB
56''
異常判定部
81
オーバーロード
判定部
85
84
高調波判定部
異常登録部

[図28]


送信部53b
受信部53a
6''
データ収集中継器
通信部
63
63a
63b
受信部
送信部
管理DB
61
通信部
61a
受信部
75
62
RTC
RTC制御部
76
7''
CTセンサ
71
73
給電部
計測部
送信部
72
RTC
RTC制御部
設定部
75
76
74

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/JP2017/042185

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
Int.Cl. H02J13/00(2006.01)i, G01R11/00(2006.01)i, G01R21/00(2006.01)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)
Int.Cl. H02J13/00, G01R11/00, G01R21/00

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

Published examined utility model applications of Japan	1922-1996
Published unexamined utility model applications of Japan	1971-2017
Registered utility model specifications of Japan	1996-2017
Published registered utility model applications of Japan	1994-2017

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.
X	JP 63-133844 A (NIAGARA MOHAWK POWER CORPORATION) 06 June 1988, fig. 1-5 & US 4689752 A1, fig. 1-5 & EP 125796 A1	1-3,5,18,21,25,26
Y		4,6-17,19,20,22-24
Y	JP 2013-223359 A (THE CHUGOKU ELECTRIC POWER CO., INC.) 28 October 2013, fig. 1, paragraphs [0017], [0022] (Family: none)	4,22

☒ 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	Date of mailing of the international search report
18 December 2017 (18.12.2017)	26 December 2017 (26.12.2017)

Name and mailing address of the ISA/	Authorized officer
Japan Patent Office 3-4-3, Kasumigaseki, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8915, Japan	Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/JP2017/042185

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	JP 2015-184179 A (NTT FACILITIES, INC.) 22 October 2015, paragraphs [0036], [0041], [0042] (Family: none)	6-17,24
Y	JP 2008-61448 A (TOSHIBA CORP.) 13 March 2008, paragraph [0030] (Family: none)	6-17,24
Y	WO 2016/194814 A1 (TOKYO ELECTRIC POWER COMPANY HOLDINGS, INC.) 08 December 2016, paragraphs [0025]-[0026], [0058] (Family: none)	6-17,24
Y	JP 11-341706 A (TOSHIBA CORP.) 10 December 1999, fig. 14 & US 6618648 B1, fig. 14 & EP 940901 A2 & CN 1237024 A	19,20
Y	JP 2015-76955 A (MICROMACHINE CENTER) 20 April 2015, paragraph [0057] (Family: none)	23

国際調査報告

国際出願番号　ＰＣＴ／ＪＰ２０１７／０４２１８５

Ａ．　発明の属する分野の分類（国際特許分類（ＩＰＣ））

Int.Cl.　H02J13/00(2006.01)i, G01R11/00(2006.01)i, G01R21/00(2006.01)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（ＩＰＣ））

Int.Cl.　H02J13/00, G01R11/00, G01R21/00

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	１９２２－１９９６年
日本国公開実用新案公報	１９７１－２０１７年
日本国実用新案登録公報	１９９６－２０１７年
日本国登録実用新案公報	１９９４－２０１７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
X Y	JP 63-133844 A（ナイアガラ・モホーク・パワー・コーポレーション）1988.06.06, 図１－５ & US 4689752 A1, 図１－５ & EP 125796 A1	1-3, 5, 18, 21, 25, 26 4, 6-17, 19, 20, 22-24
Y	JP 2013-223359 A（中国電力株式会社）2013.10.28, 図１、段落［００１７］、［００２２］（ファミリーなし）	4, 22

☑　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	国際調査報告の発送日
１８．１２．２０１７	２６．１２．２０１７

国際調査機関の名称及びあて先
日本国特許庁（ＩＳＡ／ＪＰ）
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）　５Ｔ　４６８３
小池　堂夫
電話番号　０３－３５８１－１１０１　内線　３５６８

Ｃ（続き）．　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
Y	JP 2015-184179 A (株式会社ＮＴＴファシリティーズ) 2015.10.22, 段落［００３６］、［００４１］、［００４２］（ファミリーなし）	6-17,24
Y	JP 2008-61448 A (株式会社東芝) 2008.03.13, 段落［００３０］（ファミリーなし）	6-17,24
Y	WO 2016/194814 A1 (東京電力ホールディングス株式会社) 2016.12.08, 段落［００２５］－［００２６］、［００５８］（ファミリーなし）	6-17,24
Y	JP 11-341706 A (株式会社東芝) 1999.12.10, 図１４ & US 6618648 B1, 図１４ & EP 940901 A2 & CN 1237024 A	19,20
Y	JP 2015-76955 A (一般財団法人マイクロマシンセンター) 2015.04.20, 段落［００５７］（ファミリーなし）	23