

託送供給等約款認可申請書

2022年12月27日

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款認可申請書

東北電 N W N W S 企第 38 号

2022 年 12 月 27 日

経済産業大臣 西村 康稔 殿

仙台市青葉区本町一丁目 7 番 1 号

東北電力ネットワーク株式会社

取締役社長 坂本 光弘

電気事業法第 18 条第 1 項の規定により、別紙託送供給等約款の案の
とおり託送供給等約款の認可を受けたいので申請します。

別 紙

託 送 供 紿 等 約 款

2023年4月1日 実 施

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款

目 次

I 総 則

1 適 用	1
2 託送供給等約款の認可および変更	1
3 定 義	2
4 代表契約者の選任	6
5 託送供給等に関する取扱い	6
6 単位および端数処理	6
7 実施細目	7

II 契約の申込み

8 契約の要件	8
9 検討および契約の申込み	9
10 契約の成立および契約期間	14
11 託送供給等の開始	15
12 供給準備その他必要な手続きのための協力	15
13 電気方式、電圧および周波数	15
14 発電場所および需要場所	17
15 供給および契約の単位	18
16 承諾の限界	21
17 契約書の作成	21

III 料 金

18 料 金	22
19 接続送電サービス	23
20 臨時接続送電サービス	40
21 予備送電サービス	46
22 発電量調整受電計画差対応電力	47
23 接続対象計画差対応電力	48
24 需要抑制量調整受電計画差対応電力	49
25 給電指令時補給電力	50

IV 料金の算定および支払い

26 料金の適用開始の時期	52
27 検針日	52
28 料金の算定期間	53
29 計量	53
30 電力および電力量の算定	54
31 損失率	63
32 料金の算定	63
33 支払義務の発生および支払期日	65
34 料金その他の支払方法	66
35 保証金	67
36 連帶責任	69

V 供給

37 託送供給等の実施	70
38 給電指令の実施等	72
39 適正契約の保持等	75
40 契約超過金	75
41 力率の保持	76
42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	76
43 託送供給等にともなう協力	77
44 託送供給等の停止	77
45 託送供給等の停止の解除	78
46 託送供給の停止期間中の料金	78
47 違約金	79
48 損害賠償の免責	79
49 設備の賠償	79

VI 契約の変更および終了

50 契約の変更	81
51 名義の変更	82
52 契約の廃止	82
53 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	83
54 解約等	85
55 契約消滅後の債権債務関係	86

VII 受電方法および供給方法ならびに工事

56 受電地点、供給地点および施設	87
57 架空引込線	88
58 地中引込線	89
59 連接引込線等	90
60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	90
61 引込線の接続	90
62 計量器等の取付け	90
63 通信設備等の施設	91
64 専用供給設備	92
65 電流制限器等の取付け	92

VIII 工事費の負担

66 受電地点への供給設備の工事費負担金	93
67 受電用計量器等の工事費負担金	96
68 会社間連系設備の工事費負担金	96
69 供給地点への供給設備の工事費負担金	96
70 工事費負担金の申受けおよび精算	102
71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	103
72 臨時工事費	104
73 工事費等に関する契約書の作成	104

IX 保 安

74 保安の責任	105
75 保安等に対する発電者および需要者の協力	105
76 調 査	105
77 調査等の委託	106
78 調査に対する需要者の協力	106
79 検査または工事の受託	106
80 自家用電気工作物	106

附 則	107
-----	-----

別 表	133
-----	-----

I 総 則

1 適 用

当社が、小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業もしくは電気事業法第2条第1項第5号口にもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第2条第1項第7号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は、この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお、この約款において託送供給および電力量調整供給とは、次のものをいいます。

(1) 託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ 接 続 供 給

当社が契約者から受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の当社の供給区域（青森県、岩手県、秋田県、宮城県、山形県、福島県および新潟県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において、契約者の小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ 振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の会社間連系点において、契約者に、その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ 発電量調整供給

当社が発電契約者から、当社が行なう託送供給に係る小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、発電契約者に、発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ 需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から、特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で、電気事業法施行規則第1条第2項第7号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、需要抑制契約者に、需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2 託送供給等約款の認可および変更

(1) この約款は、電気事業法第18条第1項の規定にもとづき、経済産業大臣の認可を受けたもので

す。

(2) 当社は、経済産業大臣の認可を受け、または経済産業大臣に届け出て、この約款を変更することがあります。この場合には、料金および必要となるその他の供給条件は、変更後の託送供給等約款によります。

3 定義

次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契約者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者、一般送配電事業者、特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発電者

小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需要者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低圧

標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。

(7) 高圧

標準電圧 6,000 ボルトをいいます。

(8) 特別高圧

標準電圧 30,000 ボルト、60,000 ボルトまたは 140,000 ボルトをいいます。

(9) 受電地点

当社が、託送供給に係る電気を契約者から受電する地点、発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が、発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供給地点

当社が、託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需要場所

需要者が、契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持お

より運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中継振替

会社間連系点を受電地点とし、他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし、会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で、受電地点において、当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において、当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で、受電地点において、当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において、当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で、受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損失率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契約電流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって、接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって、接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(38) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は、30分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。

(39) 発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40) 需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41) 需要抑制バランスンググループ

30 (電力および電力量の算定) (22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30 (電力および電力量の算定) (23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 電 灯

白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(43) 小型機器

主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。

(44) 動 力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(45) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(46) 契約主開閉器

契約上設定されるしや断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路をしや断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(47) 定期検査

電気事業法第54条および第55条第1項に定められた検査をいいます。

(48) 定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(49) 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について、当社から指令することをいいます。

(50) 昼間時間

毎日午前8時から午後10時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、4月30日、5月1日、5月2日、12月29日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(51) 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(52) 貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(53) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年1月1日から3月31日までの期間、2月1日から4月30日までの期間、3月1日から5月31日までの期間、4月1日から6月30日までの期間、5月1日から7月31日までの期間、6

月 1 日から 8 月 31 日までの期間、7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間、8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間、9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間、10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間、11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間または 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の 2 月 29 日までの期間といたします。）をいいます。

4 代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合、当該接続供給契約においては 1 需要バランスンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

5 託送供給等に関する取扱い

当社は、とくに必要となる場合を除き、当社の専用窓口を通じて、この約款の実施取扱いをいたします。この場合、当社は、託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際して得た情報については、託送供給、電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6 単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。

- (1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は、1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。
- (2) 契約容量の単位は、1 キロボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。
- (3) 発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、1 キロワットとし、その端数は、小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

イ 低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは、契約電力を 0.5 キロワットといたします。

ロ 高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは、契約電力を 1 キロワットといたします。

- (4) 発電量調整受電電力量、発電量調整受電計画電力量、接続受電電力量、接続供給電力量、接続

対象電力量、接続対象計画電力量、需要抑制量調整受電電力量、需要抑制量調整受電計画電力量、ベースライン、発電量調整受電計画差対応補給電力量、発電量調整受電計画差対応余剰電力量、接続対象計画差対応補給電力量、接続対象計画差対応余剰電力量、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量、給電指令時補給電力量および他の電気の電力量の単位は、1キロワット時とし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。ただし、低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は、最小位までといたします。

(5) 力率の単位は、1パーセントとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(6) 料金その他の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

7 実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお、当社は、必要に応じて、発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

II 契約の申込み

8 契約の要件

(1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

- イ 小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
- ロ 接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
- ハ 振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
- ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適當と認められる方法によって連系すること。
- ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
- ヘ 契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
- ト 需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
- チ 契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。
 - (イ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
 - (ロ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
 - (ハ) 需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
- (2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。
 - イ 発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
 - ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
 - ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適當と認められる方法によって連系すること。
 - ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ 発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(3) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ 需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも該当すること。

(イ) 需要者に対して、次のaおよびbの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画に従って適切な需要抑制の指示を適時に出すことができる。

a 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

b 需要抑制の実施頻度および時期

(ロ) (イ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ハ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができる。

(ニ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。

(ホ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ 需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ 需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。

ホ 需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(4) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

9 検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ 当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接

続検討」といいます。) をいたします。

なお、他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については、受電側接続検討を省略することがあります。

□ 契約者または発電契約者は、接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(イ) 接続供給の場合

- a 契約者の名称
- b 代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
- c 当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
- d 接続受電電力の最大値および最小値
- e 接続供給の開始希望日

(ロ) 振替供給の場合

- a 契約者の名称
- b 当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
- c 振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
- d 供給地点
- e 振替供給の開始希望日

(ハ) 発電量調整供給の場合

- a 発電契約者の名称
- b 発電者の名称、発電場所および受電地点
- c 発電設備等の発電・放電方式、発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
- d 発電量調整受電電力の最大値および最小値
- e 受電地点における受電電圧
- f 受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別
- g 発電場所における負荷設備および受電設備
- h 発電量調整供給の開始希望日

ハ 検討期間および検討料

(イ) 当社は、原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ロ) 当社は、1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。

- a 検討を要しない場合
- b 受電側接続検討の回答後、他の発電契約者に対して送電系統の容量を確保したことによつ

て送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ 当社は、契約者が希望される場合に、契約者に小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ 契約者は、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合、契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ) 需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ロ) 契約電力、契約電流または契約容量

(ハ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ニ) 負荷設備または主開閉器

(ホ) 接続供給の開始希望日および使用期間

(ハ) 供給地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別

ハ 負荷設備、契約電力、契約電流または契約容量については、1年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出いただきます。この場合、1年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出いただきます。

ニ 当社は、原則として供給側接続事前検討の申込みから2週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ 当社は、需要抑制契約者が希望される場合に、特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ 需要抑制契約者は、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合、需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ) 需要抑制契約者の名称

(ロ) 需要者の名称、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ハ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ 当社は、原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから2週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は、(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続

供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、8（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは、当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、(1)の申込みに対する当社の回答日から1年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第2項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ 接続供給の場合

- (イ) 需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
- (ロ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧
- (ハ) 需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等
- (ニ) 契約電力、契約電流または契約容量
- (ホ) 契約受電電力
- (ヘ) 希望される接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
- (ト) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
- (チ) 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(リ) 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ) 連絡体制

(ル) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間

なお、負荷設備、契約電力、契約電流または契約容量については、1年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出ていただきます。この場合、1年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ 振替供給の場合

(イ) 連絡体制

(ロ) 当社が小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には、当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ 発電量調整供給の場合

(イ) 契約受電電力

(ロ) 発電量調整受電計画電力

(ハ) 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ニ) 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ホ) 連絡体制

二 需要抑制量調整供給の場合

(イ) 需要抑制契約者の名称

(ロ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ハ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する、需要抑制の予定電力量（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは、需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ニ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ホ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ヘ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ト) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(フ) 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(リ) 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ル) 連絡体制

なお、需要抑制バランスシンググループごとの(ト)の算定方法となる30(電力および電力量の算定)(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後1年間は同一の算定方法の適用を継続していくものといたします。

(5) 当社は、接続供給契約(受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。)または振替供給契約について、当日等の利用分および翌日等の利用分に限り、(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また、当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項(当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。)について、当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合、当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約(以下「契約者に係る基本契約」といいます。)を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、契約者に係る基本契約の契約期間は、契約者と当社との協議が整った日から1年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項(当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。)について、当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約(以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。)を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、発電契約者に係る基本契約の契約期間は、発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、発電契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

(7) 当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項(当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。)について、当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約(以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。)を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は、需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

10 契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は、接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに、振替供給契約は、振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに、発電量調整供給契約は、発電量調整供給契約の申込みを

当社が承諾したときに、需要抑制量調整供給契約は、需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は、次によります。

イ 接続供給の場合

(イ) 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用する場合を除き、接続供給契約が成立した日から、料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ロ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ) 20（臨時接続送電サービス）を利用する場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ 振替供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者、発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。

11 託送供給等の開始

(1) 当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は、天候、用地交渉、停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって、あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ、託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12 供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者は、当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13 電気方式、電圧および周波数

(1) 受電電気方式は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式、交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

- (2) 供給電気方式は、供給電圧および接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、**III (料金)** の各項に定めるところによります。
- (3) 受電電圧は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、原則として、受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線 [2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。] による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は、発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等、受電設備および負荷設備等を基準として、発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて、次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧 6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
	50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

- (4) 供給電圧は、会社間連系点を供給地点とする場合を除き、接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、**III (料金)** の各項に定めるところによります。

ただし、接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は、別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は、需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧 6,000 ボルト

なお、1 需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合、契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし、契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは、契約設備電力の合計が 50 キロワット以上で

あっても、標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することができます。

(5) 受電電圧については発電者に、供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、(3) または(4) に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で、受電または供給することができます。

(6) 周波数は、標準周波数 50 ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

(1) 当社は、原則として、1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし、これによりがたい場合には、イおよびロによります。

なお、1 構内をなすものとは、さく、へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって、原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし、複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は、正当な理由がない限り、1 構内をなすものとみなします。

イ 当社は、1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし、これによりがたい場合には、ロによります。

なお、1 建物をなすものとは、独立した 1 建物をいいます。ただし、複数の建物であっても、それぞれが地上または地下において連結され、かつ、各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は、1 建物をなすものとみなします。また、看板灯、庭園灯、門灯等建物に付属した屋外電灯は、建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ 構内または建物の特殊な場合には、次によります。

(イ) 居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で、次のいずれにも該当するときは、各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

- a 各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。
- b 各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。
- c 各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ) 居住用以外の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で、各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され、かつ、共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは、各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(ハ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は、(ロ)に準ずるものといたします。ただし、アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は、居住用部分に限り(イ)に準ずるものといたします。

- (2) 隣接する複数の構内の場合は、それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは、(1)にかかわらず、その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。
- (3) 道路その他公共の用に供せられる土地 ((1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。)において、街路灯等が設置されている場合は、その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。
- (4) (1)に定める1構内、(1)イに定める1建物、(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、(1)、(2)または(3)にかかわらず、特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。
- イ 次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
- (イ) 非特例区域等について、(1)、(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。
- (ロ) 当社が特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
- ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
- ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。
- ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
- ホ 特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15 供給および契約の単位

- (1) 当社は、次の場合を除き、1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない、1発電場所につき、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。
- イ 1需要場所につき、(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合、または、次の1臨時接続送電サービス ((イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は、2臨時接続送電サービスといたします。) とこれ以外の1接続送電サービス (ロの場合は、2接続送電サービスといたします。) とをあわせて契約する場合
- (イ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス

- (ロ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス
 - (ハ) 高圧臨時接続送電サービス
 - (ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス
 - ロ 電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で、次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合
 - (イ) 電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス
 - (ロ) 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス
 - ハ 共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
 - ニ 予備送電サービスをあわせて契約する場合
 - ホ 災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない、契約者または発電契約者からの申出がある場合で、当社が技術上、保安上適当と認めたとき。
 - ヘ その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合
- (2) 接続供給の場合、当社は、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について、1 接続供給契約を結び、1 需要バランスシンググループを設定いたします。この場合、それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし、また、当社は、原則として、1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。
- なお、電気鉄道の場合で、負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは、その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。
- (3) 振替供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに 1 供給地点とみなします。）について、1 振替供給契約を結びます。
- (4) 発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランスシンググループについて、1 発電量調整供給契約を結びます。
- なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として 1 発電バランスシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランスシンググループを設定していただきます。

また、再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、再生可能エネルギー特別措置法第2条第5項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。

イ 附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で、インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは、同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ 附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は、原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ 当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合、当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は、1発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて、1需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお、低压で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また、需要抑制契約者が1需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承諾の限界

当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情、料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕）といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契約書の作成

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との間で、原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に、託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について、契約書を作成いたします。

III 料 金

18 料 金

料金は、次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ 契約者に係る料金は、口によって算定された日程等別料金、23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ 日程等別料金は、19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金、20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち、(イ)、(ロ)、(ハ)、(ニ)または(ホ)に定める日が同一となるもの（この場合、当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は、近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(イ) 檜 針 日

(ロ) 電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合、その供給地点の属する検針区域の検針日

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合、応当日

(ニ) 契約者が供給地点を消滅させる場合、消滅日（特別の事情があり、その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）

(ホ) 30（電力および電力量の算定）(29)の場合、電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ 近接性評価割引

(イ) 適 用

契約者が、近接性評価地域（別表2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお、契約者が、近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者以外の事業者等を介して、近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき、契約者が、指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は、当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a 近接性評価割引額は、別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき、特別の事情がある場合を除き、算定の対象となる期間の翌々月1日に算定いたしま

す。

- b 当社は、近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において、当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。
- c 近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合、その差額を近接性評価割引額として、料金算定日がその直後となる日程等別料金において、bに準じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は、22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19 接続送電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は、次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(イ) 各月の接続送電サービス契約電力は、次の場合を除き、その1月の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で、特別の事情があるときは、前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。

a 新たに接続送電サービスを使用される場合は、料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は、その1月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で、特別の事情があるときは、料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることができます。）の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。ただし、新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には、新たに接続送電サービスを使用され

る前の電気の供給は、接続送電サービス契約電力の決定上、接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

- b 需要場所における受電設備を増加される場合等で、増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で、特別の事情があるときは、前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは、その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で、特別の事情があるときは、前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等の値といたします。
 - c 需要場所における受電設備を減少される場合等で、1年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは、減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で、特別の事情があるときは、前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし、減少された日以降12月の期間で、その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。
- (ロ) 低圧で供給する場合で、契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときは、(イ)にかかわらず、次により、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め、接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
- a 接続送電サービス契約電流
 - (a) 接続送電サービス契約電流は、5アンペア、10アンペア、15アンペア、20アンペア、30アンペア、40アンペア、50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし、契約者の申出によって定めます。
 - (b) 当社は、接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし、契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には、当社は、電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことが

あります。

b 接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

(ハ) 低压で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は、(イ)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

(ニ) (イ)の適用後1年に満たない場合は、(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また、(ロ)または(ハ)の適用後1年に満たない場合は、(イ)を適用いたしません。

(ホ) 需要場所における主開閉器（低压で供給する場合に限ります。）、負荷設備または受電設備を変更される場合は、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出させていただきます。

ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

なお、新たに接続送電サービスを使用される場合等で、適當と認められるときは、使用開始の日から1年間については、接続送電サービス契約電力が増する場合に限り、段階的に定めることができます。

ハ イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について、最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は、接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし、それまでの間の接続送電サービス契約電力は、イ(イ)によって定めます。

ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また、当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出させていただきます。

なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、

次の各項により算定いたします。ただし、1供給地点につき2以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし、特別の事情がある場合には、交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし、電灯料金または小型機器料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電灯料金

i 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの1灯につき	44円31銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	88円61銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	177円22銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	265円83銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	443円05銭
100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	443円05銭

ii ネオン管灯、けい光灯、水銀灯等は、管灯および付属装置を一括して容量（入力とい

たします。なお、出力で表示されている場合等は、別表 4 [負荷設備の入力換算容量] によって換算するものといたします。) を算定し、その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii 多灯式けい光灯等は、その合計によって容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表 4 [負荷設備の入力換算容量] によって換算するものといたします。) を算定し、その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は、各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表 4 [負荷設備の入力換算容量] によって換算するものといたします。) に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	132 円 33 錢
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	264 円 66 錢
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	264 円 66 錢

e その 他

特別の事情がある場合は、契約者と当社との協議によって、(口) a (c), (ハ) a または(ニ) a にかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(口) 電灯標準接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり、(2)イ(口) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 1 需要場所において、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合、10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適當と認めた場合は、(a)および(c)に該当し、かつ、(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接

続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合、10 アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することができます。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することができます。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることができます。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	226円60銭
-----------------------	---------

ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量1キロボルトアンペアにつき	166円10銭
---------------------------	---------

ただし、(2)イ(ロ)aにより接続送電サービス契約電流を定める場合は、基本料金の算定上、10アンペアを1キロボルトアンペアとみなします。また、接続送電サービス契約電流が5アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は、次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流5アンペア	83円05銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	249円15銭

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	9円24銭
------------	-------

(八) 電灯時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(口) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	226 円 60 錢
-------------------------	------------

ただし、接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	166 円 10 錢
-----------------------------	------------

ただし、(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流を定める場合は、基本料金の算定上、10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また、接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は、次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	83 円 05 錢
---------------------	-----------

接続送電サービス契約電流 15 アンペア	249 円 15 錢
----------------------	------------

(b) 電力量料金

電力量料金は、その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1 キロワット時につき	9 円 92 錢
-------------	----------

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	8 円 46 錢
-------------	----------

(c) 電灯従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	12 円 96 錢
-------------	-----------

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。

(b) 1 需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合、10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)に該当し、かつ、(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合、10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することができます。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することができます。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることができます。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	630 円 30 錢
-------------------------	------------

ただし、接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii (2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	457 円 60 錢
-------------------------	------------

ただし、接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 46 錢
-------------	----------

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

d その他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

(^) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(^) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均

燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1) 口に定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1) へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1) イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1) 口に定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1) へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	630 円 30 錢
-------------------------	------------

ただし、接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii (2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	457 円 60 錢
-------------------------	------------

ただし、接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1 キロワット時につき	10 円 18 錢
-------------	-----------

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	8 円 66 錢
-------------	----------

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

d その他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	19円79銭
------------	--------

d その他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ 高圧で供給する場合

(イ) 高圧標準接続送電サービス

a 適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり、かつ、2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし、特別の事情がある場合で、契約者の希望があるときは、接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかつた期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	706円20銭
-----------------------	---------

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	2円84銭
------------	-------

(c) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(1) aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかつた期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	706円20銭
-----------------------	---------

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1 キロワット時につき	3 円 10 錢
-------------	----------

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	2 円 53 錢
-------------	----------

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	14 円 41 錢
-------------	-----------

ハ 特別高圧で供給する場合

(イ) 特別高圧標準接続送電サービス

a 適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基

本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	456円50銭
-----------------------	---------

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	1円43銭
------------	-------

(ロ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 30,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基

本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	456円50銭
-----------------------	---------

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1キロワット時につき	1円53銭
------------	-------

ii 夜間時間

1キロワット時につき	1円32銭
------------	-------

(h) 特別高圧従量接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) aの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	8 円 91 銭
-------------	----------

ニ 力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、次のとおりといたします。

(イ) 力率は、供給地点ごとに、その1月のうち毎日午前8時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、平均力率は、別表6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお、まったく電気を使用しないその1月の力率は、85パーセントとみなします。

(ロ) 力率が、85パーセントを上回る場合は、その上回る1パーセントにつき、基本料金((2)ニ)によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。)を1パーセント割引し、85パーセントを下回る場合は、その下回る1パーセントにつき、基本料金((2)ニ)によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。)を1パーセント割増しいたします。

ホ そ の 他

(イ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

(ロ) 電灯時間帯別接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は、電灯標準接続送電サービス、動力標準接続送電

サービス、高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また、従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

- (ハ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は、時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
- (ニ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は、使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし、事故その他やむをえない場合は、使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
- (ホ) 当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) 1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果、1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、1月につき次の式により算定された金額といたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は、半額といたします。

ピークシフト割引額=次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合 特別高圧で供給する場合	600円60銭 388円30銭
-----------------------	--------------------------	--------------------

ロ ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ 1年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20 臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

契約使用期間が1年未満の場合において、小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし、毎年、一定期間を限り、反復使用するものは適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、臨時接続送電サービス契約電流、臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は、次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合

(イ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のaまたはbにより、臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量(6キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。)を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は、40アンペア、50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし、契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は、臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし、契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には、当社は、電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b 臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は、契約負荷設備の総容量(入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。)に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表7(契約負荷設備の総容量の算定)によって総容量を定めます。

最初の6キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約容量は、(a)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

(p) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により、臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は、契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし、電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は、その回路において使用される最大電流を制限できるしや断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき、その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合、その容量は別表3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し、(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の2台の入力につき	100パーセント
	次の2台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の6キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約電力は、aにかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

□ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(イ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって1日につき次のとおりといたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円93銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	7円85銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに	7円85銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	78円57銭
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合 1キロボルトアンペアまでごとに	78円57銭

(ロ) 電灯臨時接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は、臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できること。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1 月につき 19 (接続送電サービス) (3)イ (ロ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増したものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	10 円 16 銭
-------------	-----------

(八) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5 (離島ユニバ

ーサルサービス調整) (1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	124 円 54 銭
-------------------------------	------------

d その 他

当社が適当と認める場合には、動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ) 動力臨時接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ、50 キロワット未満であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5 (離島ユニバーサルサービス調整) (1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1 月につき 19 (接続送電サービス) (3)イ (ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	11 円 35 銭
-------------	-----------

ロ 高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり、かつ、2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。

(口) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a 基本料金

基本料金は、1月につき19(接続送電サービス)(3)ロ(イ)c(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

b 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	3円41銭
------------	-------

ハ 特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(口) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 30,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによ

って算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)口に定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)口に定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a 基本料金

基本料金は、1月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)c(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

b 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	1円 72 錢
------------	---------

ニ 力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ その 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

(4) その 他

イ 当社は、原則として供給設備を常置いたしません。

ロ 契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で、契約使用期間満了日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは、臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし、19（接続送電サービス）(4)は、適用いたしません。

21 予備送電サービス

(1) 適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で、19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ 予備送電サービスA

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ 予備送電サービスB

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は、受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値、供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし、受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし、契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で、契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は、発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における1年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて、契約者または発電契約者と当社との協議により、受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は、原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は、供給地点ごとに、予備送電サービスの利用の有無にかかわらず、1月につき次のとおりといたします。

なお、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスの供給電圧は、常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合、予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上、常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ 予備送電サービスA

予備送電サービス契約電力	高圧で供給する場合	78円10銭
1キロワットにつき	特別高圧で供給する場合	68円20銭

ロ 予備送電サービスB

予備送電サービス契約電力	高圧で供給する場合	100円10銭
1キロワットにつき	特別高圧で供給する場合	96円80銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし、19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5) その他の

イ 予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

ロ 受電地点の予備送電サービスは、他の発電量調整供給契約等と共に用することができます。

22 発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

発電バランスシングループにおいて、38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される

電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ 発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、一般送配電事業託送供給等約款料金算定期則（以下「託送供給等約款料金算定期則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定期則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

23 接続対象計画差対応電力

(1) 適用

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ 接続対象計画差対応補給電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

□ 接続対象計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

24 需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

需要抑制バランスンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

□ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

25 給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適用範囲

38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30(電力および電力量の算定)(20)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適用範囲

38(給電指令の実施等)(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30(電力および電力量の算定)(18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

IV 料金の算定および支払い

26 料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し、発電量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し、需要抑制量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27 検針日

検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。

なお、高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき、高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）(2)口によって契約電力を定めるとき、または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月1日といたします。ただし、受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、契約者または発電契約者と当社との協議によって、受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかつた場合は、検針に伺つた日に検針を行なつたものといたします。

(3) 当社は、やむをえない事情のある場合には、(1)にかかわらず、当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4) 当社は、次の場合には、(1)にかかわらず、各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお、当社は、口の場合は、非常変災等の場合を除き、あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ 契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から、その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ その他特別の事情がある場合

(5) (4)イの場合で、検針を行なわなかつたときは、契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なつたものといたします。

(6) (4)ロの場合で、検針を行なわなかったときは、検針を行なわない月については、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28 料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ 当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ 定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は、毎月1日から当該月末日までの期間といたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は、開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の1日から消滅日までの期間といたします。

29 計量

(1) 当社は、発電量調整受電電力量は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。

また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認

めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することができます。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

- (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。
- (3) 技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された電力量の値を2倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

- イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。
- ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、(4)の発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、次のとおりといたします。

- イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

- ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量

調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い（1）のとおりといたします。

（5）接続受電電力

接続受電電力は、接続供給の場合で、（6）の接続受電電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

（6）接続受電電力量

接続受電電力量は、30分ごとの（12）の接続対象計画電力量といたします。

（7）接続供給電力

接続供給電力は、（8）の接続供給電力量の値を2倍した値とし、供給地点ごとに、30分ごとに算定いたします。

（8）接続供給電力量

接続供給電力量は、供給地点ごとに、30分ごとに、供給地点で計量された電力量といたします。ただし、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスに係る接続供給電力量は、供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また、料金の算定期間の接続供給電力量は、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお、時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は、時間帯ごとに、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし、19（接続送電サービス）（3）イ（ハ）および（ヘ）の場合におけるその1月の夜間時間帯の接続供給電力量は、その1月の接続供給電力量からその1月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

（9）接続対象電力

接続対象電力は、（10）の接続対象電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

（10）接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ 需要場所が需要抑制バランスシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランスシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した（16）の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率}} \quad (31 \text{ [損失率] に定める損失率といたします。})$$

ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した（16）の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた（イ）または（ロ）により算定された値といたします。

(イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次のaまたはbによって算定された値

a 1ベースラインに係る需要場所を单一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。

$$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率} (31 \text{ [損失率] に定める損失率といたします。})} \right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン - 需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率} (31 \text{ [損失率] に定める損失率といたします。})}$$

b 1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

- 需要抑制量調整受電計画電力量

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン - 需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率} \text{ (31「損失率」に定める損失率といたします。)}}$$

(p) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値

ベースライン - 需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は、(12)の接続対象計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は、(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値

(イ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る

場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = 0$$

(ロ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} =$$

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率} (31 [\text{損失率}] \text{ に定める損失率といたします。})} \right\}$$

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

ロ イ以外の場合は、次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} =$$

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率} (31 [\text{損失率}] \text{ に定める損失率といたします。})} \right\}$$

ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし、30 分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし、需要抑制契約者が1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該複数の需要場所に対して1ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、(2)イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の单一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N-1電制」といいます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点

のみによる発電バランスシングループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランスシングループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、(2)イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38(給電指令の実施等)(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN-1電制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランスシングループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18)ロによるものといたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(8)にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた

値を、当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応補給電力量} = \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$$

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(8)にかかわらず、当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応余剰電力量} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランスンググループごとに、30 分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量}$$

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で、30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量}$$

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

$$+ \text{接続供給電力量} / \{1 - \text{損失率} (31 \text{ [損失率]} \text{ に定める損失率といたします。})\}$$

$$- \text{ベースライン}$$

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランスンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)口にかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は、別表9(電力量の協定)を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で、計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は、別表9(電力量の協定)を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 27(検針日)(2)または(4)の場合で、検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は、別表9(電力量の協定)を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27) 15(供給および契約の単位)(1)において、1需要場所または1発電場所につき、複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で、特別の事情があるときは、その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は、計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することができます。

(28) その他、電力量の算定を行なうために必要な事項については、あらかじめ契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量または最大需要電力等は、別表9(電力量の協定)を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし、その1月の電力量の合計が計量できている場合で、30分ごとの電力量を正しく計量できないときは計量情報等を伝送することができないときは、30分ごとの電力量は、原則として、別表9(電力量の協定)(3)を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31 損失率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.5 パーセント
高圧で供給する場合	5.2 パーセント
特別高圧で供給する場合	1.9 パーセント

32 料金の算定

(1) 送電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「1月」として算定いたします。

イ 接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ 契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合

ハ 接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電流、臨時接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合

ニ 28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。

ホ 28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。

(2) 当社は、(1)ロ、ハ、ニまたはホの場合は、基本料金、定額接続送電サービスの料金、予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について、次の式により日割計算をいたします。

イ 基本料金、定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし、(1)ニまたはホに該当する場合は、

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし、(1)ニまたはホに該当する場合は、

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

- (3) (1)ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。

また、(1)ハの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。

- (4) 契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、次のとおりといたします。

イ 供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ 供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

- (5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、(4)に準ずるものといたします。この場合、(4)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

- (6) 28（料金の算定期間）(1)ロの場合は、(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、(4)に準ずるものといたします。この場合、(4)にいう検針日は、計量日といたします。

- (7) 契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。

イ 供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ 供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

- (8) 高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。

イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、(2)イにより日割計算をいたします。

ロ 負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその1

月から変更後の力率によります。

- (9) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、(2)イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といいたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給を停止した日を含み、接続供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。

33 支払義務の発生および支払期日

- (1) 日程等別料金の支払義務は、18(料金)(1)ロに定める料金算定期間に発生いたします。
- (2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第5営業日(営業日は当社が定めます。)に発生いたします。ただし、30(電力および電力量の算定期間)(29)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といいたします。
- (3) (1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日(以下「支払期日」といいます。)までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といいたします。

イ 54(解約等)(1)により解約となった場合

ロ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ その他の理由で契約者、発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

- (4) 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。

イ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、当社への支払いがなされていない料金(支払期日を超過していない料金に限ります。)については、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といいたします。ただし、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなっ

た日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。

ロ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。

なお、(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5) 当社は、(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34 料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 契約者の料金および工事費負担金その他については、そのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1 円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ 契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 発電契約者の料金については毎月、工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至る

まで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1 円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ 発電契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 需要抑制契約者の料金については毎月、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1 円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ 需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4) 当社の料金の支払方法は、次によります。

イ 当社の料金については毎月、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。

ロ 料金の支払いは、当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ 当社が料金を支払期日までに支払わない場合、当社は、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても、365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお、消費税等相当額の単位は、1 円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保 証 金

(1) 契約者の場合は、次によります。

イ 当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の 3 月分に

相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(1) 料金の支払いの延滞があった場合

(ロ) 30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、30 (電力および電力量の算定) (20) によって算定された値が著しく大きい場合または30 (電力および電力量の算定) (20) によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、39 (適正契約の保持等) (3) によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。

(ハ) 新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合

ロ 契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ニ 当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することができます。

ホ 当社は、保証金について利息を付しません。

ヘ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は、次によります。

イ 当社は、料金の支払いの延滞があった発電契約者、または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から、発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ハ 当社は、発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電契約者の支払額に充当することができます。

ニ 当社は、保証金について利息を付しません。

ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

(3) 需要抑制契約者の場合は、次によります。

イ 当社は、料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者、または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から、需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ハ 当社は、需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することができます。

ニ 当社は、保証金について利息を付しません。

ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には、

保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

36 連帯責任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合、接続対象計画差対応補給電力料金、給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金、契約超過金、違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については、複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

V 供 紿

37 記載の実施

(1) 接続供給の場合

イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。

(イ) 契約者は、別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ロ) 契約者は、別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ 契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ 原則として、需要計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ 契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求める場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ 契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ヘ 当社は、電気の需給状況、供給設備の状況その他によって、契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ 契約者は、当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求める場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ロ 契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ハ 当社は、系統運用上の制約その他によって、契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。

- (イ) 発電契約者は、別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
- (ロ) 発電契約者は、発電量調整受電電力量を、30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
- 口 発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、発電契約者が通知した発電計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。
- ハ 原則として、発電計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
- ニ 発電契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。
- ホ 当社は、供給設備の状況その他によって、発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
- ヘ 発電契約者は、受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は、発電者と協議のうえ、原則として、口の発電計画の通知にあわせて、受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
- ト 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。
- なお、発電契約者が希望される場合で、運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには、あらかじめ定めた発電場所について、別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り、発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合、当社は、あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
- チ 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
- なお、当社は、38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。
- (4) 需要抑制量調整供給の場合
- イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。
- (イ) 需要抑制契約者は、別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
- (ロ) 需要抑制契約者は、需要抑制量調整受電電力量を、30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調

達計画・販売計画・ベースライン) に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

- ロ 需要抑制契約者は、需要抑制量調整供給の実施に先だち、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、需要抑制契約者が通知した需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。
- ハ 原則として、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12(需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン)のとおりといたします。
- ニ 需要抑制契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。
- ホ 当社は、供給設備の状況その他によって、需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
- ヘ 需要抑制契約者は、需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は、需要者と協議のうえ、ロの需要抑制計画の通知にあわせて、需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
- ト 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

38 給電指令の実施等

- (1) 当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、37(託送供給等の実施)(3)ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
- (2) 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
 - イ 当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合
 - ロ 当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合
 - ハ 系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電、地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合
 - ニ 振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。
 - ホ その他電気の需給上または保安上必要がある場合
- (3) 当社は、低圧で受電または供給する場合で、(2)イ、ロまたはホのときには、発電者の発電もし

くは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお、この場合には、当社は、あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし、緊急やむをえない場合は、この限りではありません。

- (4) 当社は、接続供給において、受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該振替供給等の中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
- (5) 当社は、発電量調整供給において、(2)イ、ロまたはホの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
- (6) 当社は、発電量調整供給において、(2)ハの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
- (7) 当社は、(2)イ、ロ、ハ、ホまたは(3)によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。

イ 低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき

(イ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、32（料金の算定）(1)イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日ににおける契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。

(ロ) 割引率

1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を1日として計算いたします。

ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(イ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、32(料金の算定)(1)イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。

(ロ) 割引率

1月中の制限し、または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は、1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、1時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

(算式)

a 接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H' = 修正時間

H = 制限時間

D = 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b 接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H' = 修正時間

H = 制限時間

A = 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c 接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。

なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

(9) 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合には、(7)および(8)に準じて割引を行

ない料金を算定いたします。

- (10) 当社は、(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対してN-1電制を実施したときは、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「N-1電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に、N-1電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から、N-1電制が実施されなかつたとしたときにその発電設備等がN-1電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN-1電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39 適正契約の保持等

- (1) 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。
- (2) 当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には、その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。
- (3) 当社は、30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合、30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合、30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40 契約超過金

- (1) 契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその1月の力率により割引または割増したもの（ただし、予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過電力とは、その1月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といいます。

- (2) 契約超過金は、契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41 力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

- イ 接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として、電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービス、電灯従量接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上、その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。
- ロ 進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。なお、進相用コンデンサは、別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

- イ 接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。
- なお、軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。
- ロ 当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。
- なお、この場合の当該供給地点の 1 月の力率は、必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお、発電者または需要者の求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

- (1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計、施工（取付けおよび取外しを含みます。）、改修または検査
- (2) 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務
- (3) 不正な電気の使用の防止等に必要な、発電者もしくは需要者の電気機器の試験、契約負荷設備、契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

- (4) 計量器の検針または計量値の確認
- (5) 44（託送供給等の停止）, 52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置
- (6) その他この約款によって、接続供給契約、振替供給契約および発電量調整供給契約の成立、変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかる保安の確認に必要な業務

43 託送供給等にともなう協力

- (1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は、その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には、託送供給契約については契約者の、発電量調整供給契約については発電契約者の負担で、必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに、とくに必要がある場合には、託送供給契約については契約者の、発電量調整供給契約については発電契約者の負担で、当社が供給設備を変更し、または専用供給設備を施設いたします。

- イ 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
- ロ 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
- ハ 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
- ニ 著しい高周波または高調波を発生する場合
- ホ その他イ、ロ、ハまたはニに準ずる場合

- (2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は、(1)に準じて取り扱います。

なお、この場合の料金その他の連系条件は、別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44 託送供給等の停止

- (1) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
 - イ 契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
 - ロ 発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し、または亡失して、当社に重大な損害を与えた場合
 - ハ 61（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合
- (2) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
 - イ 契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
 - ロ 電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用、または電気を使用された場合

- ハ 契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
 - ニ 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で、変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用されたとき。
 - ホ 42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
 - ヘ 43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
- (3) 契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
- イ 接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合
 - ロ 臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合
 - ハ 予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合
 - ニ 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合
 - ホ 接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（3）イ（ニ）に定める電灯従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（3）イ（ト）に定める動力従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（3）ロ（ハ）に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（3）ハ（ハ）に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）
- (4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
- (5) (1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には、当社は、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。
- なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。
- また、停止のための適当な処置を行なう場合には、その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45 託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46 託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。

47 違約金

- (1) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の3倍に相当する金額を、違約金として接続供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。
- イ 1 (適用) に定める用途以外の用途に電気を使用された場合
ロ 44 (託送供給等の停止) (2)ロ、ハまたはニの場合
- (2) (1)の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。
- (3) 不正に使用した期間が確認できない場合は、6月以内で当社が決定した期間といたします。

48 損害賠償の免責

- (1) 11 (託送供給等の開始) (2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、38 (給電指令の実施等) によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
- (2) 44 (託送供給等の停止) によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54 (解約等) によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
- (3) 44 (託送供給等の停止) によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54 (解約等) によって契約者もしくは発電契約者が54 (解約等) (1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。
- (4) 当社に故意または過失がある場合を除き、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49 設備の賠償

契約者、発電契約者、発電者または需要者が故意または過失によって、発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物、電気機器その他の設備を損傷し、または亡失した場合は、その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に、発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

- (1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

VI 契約の変更および終了

50 契約の変更

- (1) 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は、II（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし、すみやかに当社に変更を申し出させていただきます。
- (2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は、次のとおりといたします。
- イ 契約者は、あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて、当社に申し出させていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適切な処置を行ないます。
- ロ 契約電力等は、次の場合を除き、契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。
- (イ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は、申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。
- (ロ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は、契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
- (3) 低圧で供給する場合で、需要者が小売電気事業者の変更を希望され、契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は、次のとおりといたします。
- イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて、当社に申し出させていただきます。ただし、廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の2暦日前から起算して8営業日前の日の1暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の2暦日前から起算して1営業日前の日の1暦日前といたします。）までに行なわれなかつたときには、当社は、当該廃止申込みの承諾を取り消します。
- また、廃止日は、当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。
- ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて、当社に申し出させていただきます。この場合、当社は、契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし、開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の2暦日前から起算して8営業日前の日の1暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の2暦日前から起算して1営業日前の日の1暦日前といたします。）までに行なわれなかつたときには、当社は、当該開始申込みの承諾を取り消します。
- ハ イおよびロにおける営業日は、当社が定めるものとし、契約者にお知らせいたします。
- (4) 需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を

変更されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

51 名義の変更

合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによるることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出させていただきます。ただし、新たな契約者または発電契約者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、名義変更の手続きによることができます。

52 契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知させていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をさせていただきます。

(2) 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は、54（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は、通知を受けた日に接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は、接続供給契約、振替供給契約または発電量調整供給契約は、託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3) 需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の

需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

53 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。

なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ 接続供給の場合

(イ) 低压で供給する場合

a 契約者が接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増したものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増したものを適用いたします。

また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72(臨時工事費)の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b 契約者が接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増したものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増したものを適用いたします。

また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について、72(臨時工事費)の臨時工

事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

- c 当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は、a および b にかかわらず精算いたしません。
- d 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は、a, b および c に準ずるものといたします。

(ロ) 高圧または特別高圧で供給する場合

- a 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72 (臨時工事費) の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

- b 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、72 (臨時工事費) の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

- (ハ) 19 (接続送電サービス) (2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者 (19 [接続送電サービス] (2)ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19 [接続送電サービス] (2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。) が、需要場所における受電設備等を新たに設定し、または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ、または 19 (接続送電サービス) (2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は、(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは、需要場所における受電設備等を新たに設定することとし、接続送電サービス契約電力を増加するとは、需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし、接続送電サービス契約電力を減少するとは、19 (接続送電サービス) (2)イ(イ) c により接続

送電サービス契約電力を減少することといたします。

□ 発電量調整供給の場合

(イ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ロ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され、利用されてからの期間が1年以上になる場合には、1年以上利用される契約電力等に見合う部分については、(1)にかかわらず精算いたしません。

なお、接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明らかになった場合には、明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は、(1)にかかわらず精算いたしません。

54 解 約 等

(1) 当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお、この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が□に該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

□ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ロ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ハ) 料金以外の債務を支払われない場合

ハ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき

- (イ) 8 (契約の要件) を欠くに至った場合
 - (ロ) 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき
 - (ハ) 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき
 - (ニ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき
 - (ホ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき
 - (ハ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合
 - (ト) その他この約款に反した場合
- (2) 需要者がその需要場所から移転され、電気を使用されていないことが明らかな場合には、契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。
- この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

55 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

VII 受電方法および供給方法ならびに工事

56 受電地点、供給地点および施設

(1) 受電地点

イ 電気の受電地点は、当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし、発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は、会社間連系点といたします。

ロ 受電地点は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、発電場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、発電契約者と当社との協議により、発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

- (イ) 山間地、離島にある発電場所等、当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合
- (ロ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合
- (ハ) 1建物内の2以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
- (ニ) 58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合
- (ホ) その他特別の事情がある場合

(2) 供給地点

イ 接続供給の場合

- (イ) 供給地点は、当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。
- (ロ) 供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、契約者と当社との協議により、需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

- a 山間地、離島にある需要場所等、当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合
- b 当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合
- c 1建物内の2以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
- d 58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合
- e その他特別の事情がある場合

ロ 振替供給の場合

供給地点は、会社間連系点といたします。

- (3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は、当社の所有とし、工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

なお、当社は、発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線、接続装置等の供給設備を施設する場合は、その施設場所を発電者または需要者から無償で提供

していただきます。

- (4) 付帯設備 ((3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し、または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。) は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
- (5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は、(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、当該複数の発電場所または複数の需要場所につき、1受電地点または1供給地点といたします。

57 架空引込線

- (1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には、原則として架空引込線によるものとし、発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは、当社が施設いたします。
- (2) 引込線取付点は、当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって、堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
- (3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。
- (4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。
- (5) 当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
- イ 当社は、発電者または需要者の補助支持物を使用して、他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合、その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし、その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。
- ロ イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則として、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

58 地中引込線

- (1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上、経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で、当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには、次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。
- イ 発電者が発電場所内に施設する開閉器、断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が必要場所内に施設する開閉器、断路器もしくは接続装置の接続点
- ロ 当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点
- なお、当社は、発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。
- (2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は、当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり、原則として、地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず、かつ、安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
- なお、これ以外の場合には、発電場所内または需要場所内の地中引込線は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。
- イ 発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所
- ロ 建物の 3 階以下にある場所
- ハ その他地中引込線の施設上特殊な工法、材料等を必要としない場所
- (3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
- なお、この場合の付帯設備は、次のものをいいます。
- イ 鉄管、暗きよ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）
- ロ 発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール
- ハ その他イまたはロに準ずる設備
- (4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で、契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには、地中引込線は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。ただし、当社が、保安上または保守上適当と認めた場合は、(1)に準じて接続を行ないます。この場合、当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2), (4)または 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59 連接引込線等

- (1) 当社は、建物の密集場所等特別の事情がある場所では、連接引込線（1発電場所または1需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合、当社は、分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。
- なお、発電者または需要者の電気設備との接続点までは、当社が施設いたします。
- (2) 当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することができます。
- イ 当社は、発電者または需要者の引込口配線から分岐して、他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合、その引込口配線の終端までは共同引込線とし、その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。
- ロ イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則として、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される共同引込線は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で、1建物内の2以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには、当社は、原則として共同引込線による1引込みで電気を受電または供給いたします。

なお、技術上その他やむをえない場合は、当社は、発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し、電気を受電または供給いたします。この場合、変圧器の2次側接続点までは、当社が施設いたします。

61 引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は、当社が行ないます。

なお、次の場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

- (1) 契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事を行なう場合
- (2) 契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続工事を行なう場合

62 計量器等の取付け

- (1) 料金の算定上必要な計量器、その付属装置（計量器箱、変成器、変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については、以下のとおりといたします。ただし、記録型計量器に記録された

電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ 接続供給電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。ただし、契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の2次配線等でとくに多額の費用を要する場合については、契約者の負担により、契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ 発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器、その付属装置および区分装置の取付位置は、適正な計量ができ、かつ、検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合、原則として屋外といたします。）とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また、集合住宅等の場合で、契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには、契約者または発電契約者と当社との協議により、あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器、その付属装置および区分装置の取付場所は、発電者または需要者から無償で提供していただきます。また、(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては、当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には、当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置の取付位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には、当社は、低圧で受電するときを除き、実費を発電契約者から申し受けます。

63 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等は、当社の所有とし、工事費負担金として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

(2) 通信設備等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお、通信設備等の施設場所については、発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者または発電契約者の希望によって、通信設備等の施設場所を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(4) 系統連系技術要件に定めるN-1電制の実施に必要な装置は、発電契約者で施設していただきます。

なお、施設等に要した費用の実費について、当社から発電契約者にお支払いいたします。

64 専用供給設備

- (1) 当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。
- この場合、受電地点への供給設備については 66 (受電地点への供給設備の工事費負担金) (2) または(4)の工事費負担金を、供給地点への供給設備については 69 (供給地点への供給設備の工事費負担金) (2)の工事費負担金を申し受けます。
- イ 契約者または発電契約者がとくに希望され、かつ、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合
- ロ 43 (託送供給等にともなう協力) の場合
- ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由、または発電場所、需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により、特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合
- (2) (1)の専用設備は、受電地点から受電地点に最も近い変電所 (受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は、当該変電所から最も近い変電所といたします。) までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路 (配電盤、継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。) に限ります。ただし、特別の事情がある場合は、受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器 (1 次電圧側線路開閉器を含みます。) とすることがあります。
- (3) (2)において、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。
- (4) (1)および(2)において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。
- (5) 当社は、供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし、(1)イの場合は、次に該当する場合で、いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。
- イ 2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で、いずれの契約者または発電契約者も、当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。
- ロ 契約者または発電契約者が、当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

65 電流制限器等の取付け

- (1) 需要場所の電流制限器等は、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。
- (2) 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし、その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。
- (3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者から申し受けます。

VIII 工事費の負担

66 受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには、当社は、別表 14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ VIII（工事費の負担）の各項において、受電側接続設備とは、当社が高圧または特別高圧で受電する場合において、受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は、基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また、VIII（工事費の負担）の各項において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(イ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは、次のいずれかに該当する場合をいいます。

- a 受電に必要な標準設計をこえる電線、支持物等を施設する場合
- b 架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず、地中受電側接続設備を施設する場合
- c 標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合
- d その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ロ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ハ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、a およびb の金額

- a 当該供給設備の工事費のうち、発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし、託送供給等約款（2015年12月18日付け20150731資第41号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)a ただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。

b 発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、aにかかわらず、次の金額

新増加契約受電電力1キロワットにつき	3,850円00銭
--------------------	-----------

□ 受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、61（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

□ 43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で、低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は、(2)イ(イ)、(ロ)および(3)にかかわらず、その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)、(2)、(3)および(4)の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ 工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。

(イ) 標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛けを含みます。）を加えた金額といたします。

(ロ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は、工事費に含みません。ただし、架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、そ

の設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ホ) 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。

(ヘ) 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して受電する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。

ホ (2) イ (ハ) の場合、使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）とみなします。

ヘ 低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適當と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は、受電地点ごとに、発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし、2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

イ 2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合、または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は、その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。

ロ 2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は、発電契約者ごとに算定いたします。この場合、発電契約者ごとの共用部分の工事費は、原則として契約受電電力の比でん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される

場合で、これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには、当社は、(1)、(2)または(4)にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、(2)の場合に準じて算定いたします。

67 受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を変更される場合等で、これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置を取り付けるときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし、低圧で受電する場合で、受電の用に供することを主たる目的とするときには、その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68 会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し、または契約受電電力等を増加される場合で、これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには、当社は、工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金の金額は、工事の内容、接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

69 供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ 低圧または高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル、地中の場合は 150 メートルをこえるときには、当社は、その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

区分	単位	金額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,720 円 00 銭

なお、張替えまたは添架を行なう場合は、架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント、地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ロ) 2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

ア 2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合、または契約者から 2 以上の供給地点に

について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は、(イ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b 2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合、または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。この場合、それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については、共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して得た値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を、新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は、次により算定いたします。

a 地中供給側接続設備の超過こう長は、地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b 架空供給側接続設備の超過こう長は、架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし、地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は、次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left[\begin{array}{l} \text{地中供給側接続設備} \\ \text{の無償こう長} \end{array} - \begin{array}{l} \text{地中供給側接続設備} \\ \text{の工事こう長} \end{array} \right] \\ \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

□ 特別高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について a により算定される工事費が b の当社負担額をこえるときには、当社は、その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

a 工 事 費

(a) 架空供給側接続設備の場合 (工事こう長 100 メートル当たり)

新增加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	352 円 00 錢
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 錢
	標準電圧 140,000 ボルトで供給する場合	88 円 00 錢

なお、標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で、支持物に電柱を使用するときは、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の 15 パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

(工事こう長 100 メートル当たり)

新增加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 錢
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 錢
	標準電圧 140,000 ボルトで供給する場合	220 円 00 錢

なお、張替えを行なう場合には、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c) スポットネットワーク方式で供給するために、当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は、(b)にかかわらず、別表 15 (スポットネットワーク方式の工事費の算式) により算定いたします。

なお、スポットネットワーク方式とは、当社が技術的、経済的に必要と認めた場合に、原則として 3 回線の当社の電線路から、それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b 当社負担額

新增加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	5,500 円 00 錢
----------------------------	--------------

(ロ) 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合で、使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ 19 (接続送電サービス) (2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は、この(1)の工事費負担金の算定上、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は、VIII (工事費の負担) の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(イ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（特別高圧の送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は、送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ロ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ハ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい、実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお、単位は、1 メートルとし、その端数は、小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ホ 低圧で供給する場合、VIII (工事費の負担) の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、次の値が増加する場合といたします。

(イ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

- (ロ) 契約電力
- (ハ) 契約電流
- (ニ) 契約容量

なお、19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また、供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ 高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める場合を含みます。）には、VIII（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

（2）供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

- (イ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは、次のいずれかに該当する場合をいいます。

- a 供給に必要な標準設計をこえる電線、支持物等を施設する場合
- b 標準設計による供給側接続設備以外の設備により供給設備を施設する場合
- c その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。

- (ロ) 架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず、契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は、aまたはbの金額

- a 標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。

- b 供給地点が行政庁から認可、認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は、aにかかわらず、その工事費の全額からケーブル、変圧器、開閉器等の工事費を差し引いた金額

- (ハ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）（2）によるものといたします。

□ 19（接続送電サービス）（2）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（2）によるものといたします。

（3）供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、61（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）、63（通信設備等の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

□ 43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（4）工事費の算定

（2）および（3）の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ 工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また、算定にあたっては、次のとおりといたします。

（イ）材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

（ロ）土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は、工事費に含みません。ただし、架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ハ）架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

- (ニ) 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。
- (ホ) 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。
- (ヘ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、72（臨時工事費）に準じて算定いたします。
- ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。
- ハ (2)イ(イ) または(ロ)aに該当し、かつ、その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適當と認められるときは、イおよびロにかかわらず、標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。
- ニ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して供給する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ 当社が特別高圧で供給する電気について、使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお、この場合の工事費は、(1)ロ(イ)aに準じて算定いたします。

ヘ (2)ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。

(イ) 高圧で供給する場合

(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適當と認められる場合は、イまたはロにかかわらず、その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ロ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、イにかかわらず、(1)ロ(イ)aおよび(ロ)によって算定いたします。

なお、21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で、供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は、(1)ロ(イ)aの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト 低圧または高圧で供給する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適當と認められるとき（ハおよびヘ(イ)の場合を除きます。）は、イまたはロにかか

わらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、（1）または（2）にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、（2）の場合に準じて算定いたします。

70 工事費負担金の申受けおよび精算

（1）当社は、工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお、9（検討および契約の申込み）（4）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は、系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

（2）工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（1）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ）設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合

（ロ）その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合

ロ 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）、67（受電用計量器等の工事費負担金）、68（会社間連系設備の工事費負担金）、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（2）（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（1）の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（3）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ）低圧または高圧で受電または供給する場合

ア 設計変更により、電柱（鉄塔、鉄柱を含みます。）、電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合、または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合

ブ 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

シ その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合

（ロ）特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

（3）当社は、工事費負担金を申し受けた受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することができます。

なお、当社が特別高圧で受電または供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で、その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、その差額をお返しいたします。

(4) 当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することができます。

なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は、契約者または発電契約者の承諾をえて、専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することができます。

なお、その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と、既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また、工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応じたものといたします。

71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は、当社は、要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は、当社は、要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし、発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は、供給設備の工事を行なう前であっても、原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場

合は、当社は、系統連系保証金をお返しいたします。

また、実際に供給設備の工事を行なわなかつた場合であつても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨時工事費

(1) 20 (臨時接続送電サービス) によって供給する場合で、これにともない新たに供給設備を施設するときには、当社は、新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛けを含みます。）を加えた金額から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を、臨時工事費として、契約者から、原則として工事着手前に申し受けます。

なお、低圧または高圧で供給する場合、撤去後の資材の残存価額は、変圧器、開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント、その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。

また、特別高圧で供給する場合、原則として、撤去後の資材のうち変圧器、開閉器等の機器については、契約使用期間 1 月（1 月未満は、1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は、69 (供給地点への供給設備の工事費負担金) の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合、新たに施設する供給設備のうち、当社が将来の需要等を考慮して常置し、かつ、無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は、70 (工事費負担金の申受けおよび精算) (2) ロの場合に準ずるものといたします。

73 工事費等に関する契約書の作成

当社は、契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は、工事費等に関する必要な事項について、原則として工事着手前に、契約書を作成いたします。

IX 保 安

74 保安の責任

当社は、受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について、保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

- (1) 次の場合には、発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には、当社は、ただちに適当な処置をいたします。
 - イ 発電者または需要者が、引込線、計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合
 - ロ 発電者または需要者が、発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり、それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合
- (2) 発電者または需要者が、当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で、当社が保安上必要と認めるときは、その期間について、当社は、(1)に準じて、適当な処置をいたします。
- (3) 発電者または需要者が、当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置、変更または修繕工事をされる場合および物件の設置、変更または修繕工事をされた後、その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には、その内容を当社に通知していただきます。この場合において、保安上とくに必要があるときには、当社は、発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。
- (4) 当社は、必要に応じて、託送供給または発電量調整供給の開始に先だち、接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について、発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調 査

- (1) 当社は、法令で定めるところにより、需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。
なお、需要者の求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。
- (2) 調査は、次の事項について行ないます。ただし、必要がないと認められる場合には、その一部を省略することがあります。
 - イ 絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定
 - ロ 接地抵抗値の測定
 - ハ 点検
- (3) 当社は、(1)の調査の結果、技術基準に適合していると認めるときはその旨を、適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を、需要者にお知らせいたします。

なお、調査結果の通知は、調査年月日、係員、調査についての照会先等を記載した文書により、原則として調査時に行ないます。

77 調査等の委託

- (1) 当社は、76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。
- (2) 当社は、(1)によって委託した場合には、委託先の名称、所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により、需要者にお知らせいたします。

78 調査に対する需要者の協力

- (1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には、その工事が完成したとき、すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。
- (2) 当社は、76（調査）(1)により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79 検査または工事の受託

- (1) 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。
- (2) (1)の申込みを受けた場合には、当社は、すみやかに検査を行ないます。この場合には、当社は、検査料として実費を申し受けます。ただし、軽易なものについては、無料とすることができます。
- (3) 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。
- (4) (3)の申込みを受けた場合には、当社は、できる限りこれを受託いたします。受託したときには、当社は、実費を申し受けます。ただし、電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては、材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。

- (1) 76（調査）
- (2) 77（調査等の委託）
- (3) 78（調査に対する需要者の協力）
- (4) 79（検査または工事の受託）

附則

附 則

1 実施期日

この約款は、2023年4月1日から実施いたします。

2 標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数 60 ヘルツで電気を供給している区域については、当分の間、標準周波数 60 ヘルツで供給いたします。

新潟県佐渡市、妙高市および糸魚川市

3 受電電気方式、供給電気方式、受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式、供給電気方式、受電電圧および供給電圧については、当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、当分の間、本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において、料金その他の供給条件は、3,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に、また、20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものいたします。

4 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適用範囲

イ 揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることができること。ただし、技術上、経済上、やむをえない場合等特別の事情がある場合は、(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることができます。

(イ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）、最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力、最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ロ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c、(ハ)c、(ニ)c、(ホ)c、(ヌ)c、(ト)c、(ロ)(イ)c、(ロ)c、(ハ)(イ)c、(ロ)cもしくは(ハ)c、または、20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ)c、(ニ)c、ロ(ハ)もしくはハ(ハ)の適用にあたっては、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上、イ(イ)または(ロ)により、接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電流、臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお、高圧または特別高圧で供給する場合で、1年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は、19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず、ロといたします。

イ 接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(イ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は、次のとおりといたします。

ただし、接続供給課金対象電力の算定上、10アンペアを1キロワットと、1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。

$$\text{接続供給課金対象電力} = \text{揚水最大電力等} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他最大電力等}$$

(ロ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は、次のとおりといたします。

$$\begin{aligned} \text{接続供給課金対象電力量} &= \text{揚水等接続供給電力量} \times \text{揚水等損失率} \\ &+ \text{その他接続供給電力量} \end{aligned}$$

ロ 1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ そ の 他

- (イ) 19 (接続送電サービス) (3)イ(イ) a に該当する場合は、19 (接続送電サービス) (3)イ(ロ) a, (ハ) a または(ニ) a にかかるわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。
- (ロ) 20 (臨時接続送電サービス) (3)イ(イ) a に該当する場合は、20 (臨時接続送電サービス) (3)イ(ロ) a にかかるわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。
- (ハ) 20 (臨時接続送電サービス) (3)イ(ハ) a に該当する場合は、20 (臨時接続送電サービス) (3)イ(ニ) a にかかるわらず、動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、30 (電力および電力量の算定) (12), (20) および(21)にかかるわらず、次のとおりといたします。

イ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30 (電力および電力量の算定) (8)にかかるわらず、当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応補給電力量} = \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$$

ハ 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応余剰電力量} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については、62（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、(1)イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、(1)ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）および附則7（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なる電圧で計量することができます。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

5 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、原則として、契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランスシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランスシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち、契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は、受電地点特定番号を明らか

にして、申込書（当社所定の様式によります。）により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

- (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。
- (4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは、契約者は、当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について、特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
- (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年4月1日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ 8（契約の要件）(2)イは、適用いたしません。

ロ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金、ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ 特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給

電力) (2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ヘ インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

- (イ) 28（料金の算定期間）
- (ロ) 32（料金の算定）
- (ハ) 33（支払義務の発生および支払期日）
- (ニ) 34（料金その他の支払方法）
- (ホ) 35（保証金）
- (ヘ) 47（違約金）
- (ト) 54（解約等）

ト 当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ 契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

リ チで定めた計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに当社に通知していただきます。

ヌ この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金そ

の他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ) 28（料金の算定期間）

(ロ) 32（料金の算定）

(ハ) 33（支払義務の発生および支払期日）

(ニ) 34（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において、イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。

イ 適用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(イ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で、特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ロ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は、15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず、1発電場所につき、1電気方式、1引込、2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 計量

当社は、29（計量）(1)にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳い

たします。この場合、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ 37（託送供給等の実施）(3)へは、適用いたしません。

ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に、当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい、特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ 契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ 特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき、本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については、発電契約者の場合に準ずるものといたします。

6 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

(1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)、23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)、25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず、次のとおりといたします。

1キロワット時につき	57円74銭
------------	--------

(2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)、23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受

電計画差対応電力) (2) ロ (ハ) にかかわらず、次のとおりといたします。

1 キロワット時につき

23 円 33 銭

7 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

8 記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低压で供給する場合で、30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については、次のとおりといたします。

イ 移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は、移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし、移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は、移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ 移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ、19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)、(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電流、臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で、移行期間において、接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電流、臨時接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより、料金に変更があったときは、移行期間における接続供給電力量を、料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約電流、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電流、臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合、移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を、イに準じて、30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ 接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は、当分の間、19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず、供給地点ごとに、負荷設備の容量等を基準として、契約者と当社との協議によって定めることができます。

(2) 発電量調整供給の場合で、当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以

外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は、当分の間、発電契約者と当社との協議によって定めます。

9 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

- (1) 1 発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、30(電力および電力量の算定) (18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、30 (電力および電力量の算定) (2)イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
- (2) 1 発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランスシングループに設定していただきます。また、当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランスシングループごとに定めます。この場合、30 (電力および電力量の算定) の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。

10 損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で、38 (給電指令の実施等) によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、48 (損害賠償の免責) (1)にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として、補償するものといたします。

なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。

11 みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第 4 条第 2 項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が、特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち、この約款によりがたい事項については、みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

12 受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）

2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって、発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは、66 (受電地点への供給設備の工事費負担金) (6)ロにかかわらず、当該入札等において算定された金額を、発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

13 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）

供給設備の一部または全部を施設した後、発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で、発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは、71（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）(2)ただし書にかかわらず、供給設備の工事を行なう前であっても、原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

14 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

- (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ 適用範囲

契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

- (イ) 軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、4月30日、5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間

- (ロ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出

- (イ) 契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称、需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。

- (ロ) 原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。

ハ 接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお、19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力は、その1月の最大需要電力から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ 接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)、(ロ)c(a)、ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)における需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし、その1月にこの特別措置により電気を使用し、

かつ、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)、(ロ)c(a)、ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)に準じて算定いたします。

ホ そ の 他

- (イ) 当社は、契約者との間で、この特別措置の適用に必要となる事項について、別途覚書を締結することがあります。
- (ロ) 当社は、電気の需給状況その他によってやむをえない場合には、この特別措置の適用をしないことがあります。
- (2) 1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ 19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間、軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(4)にかかわらず、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
- (イ) ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は、(ロ)のピークシフト電力といたします。
- (ロ) ピークシフト電力
ピークシフト電力は、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
- なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
- (ハ) 1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等について、本取扱いの適用をただちに解消いたします。
- なお、それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
- (ニ) この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても、19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
- ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負

荷移行を行なった結果、1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいう口のピークシフト電力は、(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ) 1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等について、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ 附則4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ロ)またはロ(ロ)にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

15 再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第8条第1項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について、電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は、受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし、9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合、検討料については、選定事業者を発電者とする発

電契約者から申し受けます。

16 バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者、発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい、電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で、当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力、接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について、当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し、かつ、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ、発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で、1需要バランシンググループを設定することを希望されるときは、次のとおりとしていただきます。

イ 4（代表契約者の選任）にかかわらず、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、1需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし、1接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合、当該接続供給契約においては1需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、この約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

ロ 契約者は、配電事業者と締結する接続供給契約においても、イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし、イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し、イにおいて1需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、8（契約の要件）(3)イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。

イ 需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の(イ)および(ロ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示

を適時に出すことができる。

(イ) 需要抑制量 (1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。)

(ロ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ イによってえられた 100 キロワットをこえる電気 (配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。) を供給しようとするものであること。

ハ 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができる。

ニ 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。

ホ 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ 接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランスンググループと同一の需要バランスンググループを設定していただきます。

ロ 発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所 (調整電源に該当する場合を除きます。) について、この約款で設定する発電バランスンググループと同一の発電バランスンググループを設定していただきます。

ハ 需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランスンググループと同一の需要抑制バランスンググループを設定していただきます。

なお、需要抑制契約者は、需要者 (配電事業者の約款に定める需要者を含みます。) と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法 (30 [電力および電力量の算定] (14) イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。) が同一となるように需要抑制バランスンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランスンググループ (配電事業者の約款で設定する需要抑制バランスンググループを含みます。) に属することはできないものといたします。

(4) 料 金

イ 発電量調整受電計画差対応電力

発電バランスンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22 (発電量調整受電計画差対応電力) にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 適 用

発電バランスンググループにおいて、38 (給電指令の実施等) (5) または (6) もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応電力

ア 発電量調整受電計画差対応補給電力

(ア) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 適用

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応電力

a 接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といた

します。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランスシングループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、24(需要抑制量調整受電計画差対応電力)にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 適用

需要抑制バランスシングループに適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その 30 分の (5) への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ニ 給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a 適用範囲

38（給電指令の実施等）(4) または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令の間、(5) ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a 適用範囲

38（給電指令の実施等）(5) または(6) もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令の間、(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、30(電力および電力量の算定)(3)にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、30(電力および電力量の算定)(4)ロにかかわらず、受電地点(配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。)において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値(受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。)で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11(発電計画・調達計画・販売計画)に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8(発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い)(1)のとおりといたします。

ハ 接続対象計画電力

接続対象計画電力は、30(電力および電力量の算定)(11)にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ニ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30(電力および電力量の算定)(12)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値(供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。)で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10(需要計画・調達計画・販売計画)に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画(調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。)が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表8(発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い)(2)のとおりといたします。

ホ 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、30(電力および電力量の算定)(15)にかかわらず、ヘの需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ヘ 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、30(電力および電力量の算定)(16)にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場

所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表 8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト ベースライン

ベースラインは、30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、1接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、30 分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対して N-1 電制（配電事業者の約款に定める N-1 電制を含みます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず、30 分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給

電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または 38 (給電指令の実施等) (2)イの場合で、原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対して N-1 電制 (配電事業者の約款に定める N-1 電制を含みます。) を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランスンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

ヌ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30 (電力および電力量の算定) (20)にかかわらず、30 分ごとの接続対象電力量 (配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。) がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30 (電力および電力量の算定) (8)にかかわらず、当該供給地点 (配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。) で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応補給電力量} = \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$$

ル 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30 (電力および電力量の算定) (21)にかかわらず、30 分ごとの接続対象電力量 (配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。) がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30 (電力および電力量の算定) (8)にかかわらず、当該供給地点 (配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。) で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応余剰電力量} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

ヲ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

$$+ \text{接続供給電力量} / \{1 - \text{損失率} (31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}$$

$$- \text{ベースライン}$$

ワ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(6) 託送供給等の実施

- イ 接続供給の場合、契約者は、別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に、配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。
- ロ 発電量調整供給の場合、発電契約者は、別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
- ハ 需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は、別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解 約 等

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、54（解約等）(1)ハ(イ), (ロ), (ハ)または(ニ)にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ 託送供給の場合は、8（契約の要件）(1)を、発電量調整供給の場合は、8（契約の要件）(2)を、需要抑制量調整供給の場合は、8（契約の要件）(3)ロ、ハ、ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

- ロ 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
- ハ 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
- ニ 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず、原則として、当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で、配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググル

プに属することはできないものといたします。

ロ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年4月1日以降に締結され、かつ、バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(イ) 発電量調整供給に係る料金は、附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず、18(料金)(2)に定める料金、(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ロ) インバランスリスク料は、附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 当社は、附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

17 近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が、配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合、別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上、次のとおりといたします。

イ 当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ 契約者が、附則 16（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は、附則 16（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし、当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ 契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 16〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は、配電事業者の約款に定めるところによります。

(2) 契約者が、附則 16（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合、別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上、別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は、附則 16（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし、別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には、配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

18 N-1 電制の実施についての特別措置

(1) 当社は、38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN-1 電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N-1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30 分ごとのN-1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN-1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は、38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契

約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN-1電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N-1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N-1電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN-1電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第3条第2項または第8条第1項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、N-1電制が実施されなかつたとしたときにその発電設備がN-1電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのN-1電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN-1電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は、38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であつて再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してN-1電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N-1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N-1電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN-1電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第2条の4にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、N-1電制が実施されなかつたとしたときにその発電設備がN-1電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN-1電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

19 料金についての切替措置

2023年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたつては、当社は、32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない、料金を算定いたします。

なお、電力量料金は、料金の算定期間における2023年4月1日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別 表

別 表

1 契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は、原則として、電流を制限する計量器により制限される電流、電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合、1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。

イ 電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力(キロボルトアンペア)} = \text{制限される電流(アンペア)} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ 電流制限器による場合

$$\text{入力(キロボルトアンペア)} = \text{電流制限器の定格電流(アンペア)} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ 主開閉器による場合

別表3(契約電力および契約容量の算定方法)に準じて算定いたします。

(2) (1)によりがたい場合は、負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2 近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1) 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
青森県	青森市、弘前市、八戸市、三沢市、南津軽郡藤崎町、同郡田舎館村、北津軽郡板柳町、同郡鶴田町、上北郡六ヶ所村、同郡おいらせ町
岩手県	盛岡市、大船渡市、北上市、滝沢市、紫波郡矢巾町、胆沢郡金ヶ崎町
秋田県	潟上市、南秋田郡八郎潟町、同郡井川町
宮城県	仙台市、石巻市、塩竈市、名取市、角田市、多賀城市、岩沼市、東松島市、大崎市、富谷市、柴田郡大河原町、同郡村田町、同郡柴田町、亘理郡亘理町、同郡山元町、宮城郡松島町、同郡利府町、黒川郡大和町、同郡大郷町、同郡大衡村、遠田郡涌谷町、同郡美里町
山形県	山形市、米沢市、新庄市、寒河江市、天童市、東根市、南陽市、東村山郡中山町、西村山郡河北町、東田川郡三川町
福島県	福島市、会津若松市、郡山市、白河市、須賀川市、相馬市、二本松市、伊達市、本宮市、伊達郡桑折町、同郡国見町、岩瀬郡鏡石町、耶麻郡磐梯町、河沼郡湯川村、西白河郡西郷村、同郡泉崎村、同郡中島村、同郡矢吹町、東白川郡棚倉町、石川郡玉川村、田村郡三春町
新潟県	新潟市、長岡市、三条市、柏崎市、新発田市、小千谷市、加茂市、見附市、燕市、上越市、阿賀野市、西蒲原郡弥彦村、南蒲原郡田上町、刈羽郡刈羽村

なお、2016年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については、当分の間、近接性評価地域に含めるものといたします。

県	市町村
山形県	鶴岡市、酒田市、上山市、村山市、長井市、尾花沢市、東村山郡山辺町、西村山郡西川町、同郡朝日町、同郡大江町、北村山郡大石田町、最上郡金山町、同郡最上町、同郡舟形町、同郡真室川町、同郡大蔵村、同郡鮎川村、同郡戸沢村、東置賜郡高畠町、同郡川西町、西置賜郡小国町、同郡白鷹町、同郡飯豊町、東田川郡庄内町、飽海郡遊佐町

また、近接性評価地域および近接性評価割引単価については、原則として、国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ 近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	55銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ140,000ボルト以下の場合	44銭
	受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合	22銭

ただし、2016年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、旧近接性評価地域に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は、受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ 近接性評価割引電力量

(イ) 近接性評価割引電力量は、次のaおよびbにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし、近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a 発電バランシンググループごとの電力量は、30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当該発電バランシンググループに係る} \\ \text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した} \times \frac{\text{発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{近接性評価割引単価の区分ごとの電力量}} \\ \text{当該発電バランシンググループに係る} \\ \text{発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}$$

b 発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が、当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合、当該発電バランシンググループに係るaの電力量の算定上、その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は、次の算式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{c}
 \text{当該発電バランシンググループの} \\
 \text{発電量調整受電計画電力量} \\
 \text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した} \\
 \text{近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \\
 \times \\
 \text{当該発電バランシンググループの} \\
 \text{発電量調整受電電力量}
 \end{array}$$

(ロ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合、その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、(イ)にかかわらず、次の算式により算定された値といたします。

$$\frac{(\text{イ}) \text{によって近接性評価割引電力量}}{\text{として算定された値}} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ハ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は、その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、(イ)および(ロ)にかかわらず、次の算式により算定された値といたします。

$$\frac{(\text{イ}) \text{および(ロ)によって近接性評価割引電力量として算定された値}}{\text{接続対象計画電力量}} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ 近接性評価割引額

近接性評価割引額は、近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3 契約電力および契約容量の算定方法

19 (接続送電サービス) (2)イ(ロ) b もしくは(ハ)または 20 (臨時接続送電サービス) (2)イ(イ) b (b) もしくは(ロ) b の場合の契約電力または契約容量は、次により算定いたします。ただし、契約電力を算定する場合は、力率（100 パーセントといたします。）を乘じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流单相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流单相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(アンペア)} \times \text{電圧(ボルト)} \times \frac{1}{1,000}$$

なお、交流单相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は、200 ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(アンペア)} \times \text{電圧(ボルト)} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4 負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は、次のイ、ロ、ハおよびニによります。

イ けい光灯

	換 算 容 量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×150 パーセント	管灯の定格消費電力
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×200 パーセント	(ワット)×125 パーセント

ロ ネオン管灯

2次電圧 (ボルト)	換 算 容 量		
	入力(ボルトアンペア)		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ スリームラインランプ

管の長さ (ミリメートル)	換 算 容 量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ 水銀灯

出力 (ワット)	換算容量		
	入力 (ボルトアンペア)		入力 (ワット)
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ 単相誘導電動機

- (イ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量 (入力 [キロワット]) は、換算率 100.0 パーセントを乗じたものといたします。
- (ロ) 出力がワット表示のものは、次のとおりといたします。

出力 (ワット)	換算容量		
	入力 (ボルトアンペア)		入力 (ワット)
	高力率型	低力率型	
35 以下	—	160	
45 以下	—	180	
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	出力 (ワット) × 133.0 パーセント
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ 3相誘導電動機

換算容量 (入力 [キロワット])
出力(馬力) × 93.3 パーセント
出力(キロワット) × 125.0 パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は、次によります。

なお、レントゲン装置が2以上の装置種別を兼ねる場合は、いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 (携帯型および移動 型を含みます。)	最高定格管電圧 (キロボルトビート)	管電流 (短時間定格電流) (ミアンペア)	換算容量 (入力 [キロボルトアンペア])
治療用装置			定格1次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。
診察用装置	95キロボルトビート以下	20ミアンペア以下	1
		20ミアンペア超過30ミアンペア以下	1.5
		30ミアンペア超過50ミアンペア以下	2
		50ミアンペア超過100ミアンペア以下	3
		100ミアンペア超過200ミアンペア以下	4
		200ミアンペア超過300ミアンペア以下	5
		300ミアンペア超過500ミアンペア以下	7.5
		500ミアンペア超過1,000ミアンペア以下	10
	95キロボルトビート超過 100キロボルトビート以下	200ミアンペア以下	5
		200ミアンペア超過300ミアンペア以下	6
		300ミアンペア超過500ミアンペア以下	8
		500ミアンペア超過1,000ミアンペア以下	13.5
蓄電器放電式 診察用装置	100キロボルトビート超過 125キロボルトビート以下	500ミアンペア以下	9.5
		500ミアンペア超過1,000ミアンペア以下	16
	125キロボルトビート超過 150キロボルトビート以下	500ミアンペア以下	11
		500ミアンペア超過1,000ミアンペア以下	19.5
	コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過3マイクロファラッド以下		3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は、次の算式によって算定された値といたします。

イ 日本工業規格に適合した機器(コンデンサ内蔵型を除きます。)の場合

入力(キロワット) = 最大定格1次入力(キロボルトアンペア) × 70パーセント

ロ イ以外の場合

入力(キロワット) = 実測した1次入力(キロボルトアンペア) × 70パーセント

(5) その他の

- イ (1), (2), (3) および (4) によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は、実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、特別の事情がある場合は、定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。
- ロ 動力と一体をなし、かつ、動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は、動力とあわせて 1 契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。
- ハ 予備設備であることが明らかな電気機器については、契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5 離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ 離島平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島平均燃料価格は、100 円単位とし、100 円未満の端数は、10 円の位で四捨五入いたします。

$$\text{離島平均燃料価格} = A \times \alpha$$

A = 各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格

$\alpha = 1.0000$

なお、各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格の単位は、1 円とし、その端数は、小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ロ 離島基準燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島基準燃料価格は、79,300 円といたします。

ハ 離島調整上限燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は、119,000 円といたします。

ニ 離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、1 錢とし、その端数は、小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(イ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} =$$

$$(離島基準燃料価格 - 離島平均燃料価格) \times \frac{(2) \text{ の離島基準単価}}{1,000}$$

(ロ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り、かつ、離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\begin{aligned} \text{離島ユニバーサルサービス調整単価} &= \\ (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) &\times \frac{(2) \text{ の離島基準単価}}{1,000} \end{aligned}$$

(ハ) 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合
離島平均燃料価格は、離島調整上限燃料価格といたします。

$$\begin{aligned} \text{離島ユニバーサルサービス調整単価} &= \\ (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) &\times \frac{(2) \text{ の離島基準単価}}{1,000} \end{aligned}$$

ホ 離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は、その離島平均燃料価格算定期間に對応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(イ) 各離島平均燃料価格算定期間に對応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(ロ)、(ハ)および(ニ)の場合を除き、次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間 (翌年が閏年となる場合は、翌年の2月29日までの期間)	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ロ) 記録型計量器により計量する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは、(ニ)の場合を除き、その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に對応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(イ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)にいう検針日は、計量日といたします。

(ハ) 定額接続送電サービスの場合は、各離島平均燃料価格算定期間に對応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(イ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)にいう検針

日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け、料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は、(イ)にいう検針日は、応当日といたします。

(ニ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については、各離島平均燃料価格算定期間に応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(イ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)にいう各月の検針日は、その月の翌月の初日といたします。

～ 離島ユニバーサルサービス調整額

(イ) 定額制供給の場合

a 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は、その1月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は、離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ 定額制供給の場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は、各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

電 灯	10ワットまでの1灯につき	4厘
	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	9厘
	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	1銭8厘
	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	2銭5厘
	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	4銭3厘
	100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	4銭3厘
小型 機 器	50ボルトアンペアまでの1機器につき	1銭3厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの1機器につき	2銭5厘
	100ボルトアンペアをこえる1機器につき100ボルトアンペアまでごとに	2銭5厘

(ロ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、契約負荷設備の総容量（入力）によって、1日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	0厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	1厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに	1厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	7厘
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合 1キロボルトアンペアまでごとに	7厘

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は、臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	8厘
---------------------------	----

□ 従量制供給の場合

離島基準単価は、次のとおりといたします。

1 キロワット時につき

1 厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は、(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6 平均力率の算定

(1) 平均力率は、次の算式によって算定された値といたします。ただし、有効電力量の値が零となる場合の平均力率は、85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率(パーセント)} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2) 有効電力量および無効電力量の計量については、29(計量)に準ずるものといたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、29(計量)にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7 契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は、次によって算定された値にもとづき、契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ 電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量(入力)といたします。この場合、最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ 電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量(入力)に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(イ) 住宅、アパート、寮、病院、学校および寺院

1 差込口につき 50 ボルトアンペア

(ロ) (イ)以外の場合

1 差込口につき 100 ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は、同一業種の1回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき、契約負荷設備の総容量(入力)を算定いたします。

8 発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は、原則として、別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし、発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

イ 発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

ロ 発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち、イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合、販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は、30 分ごとに次の算式により得られた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

= みなし発電計画の値

× 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値

／ 当日計画の通知の期限における発電計画の値

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は、原則として、別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし、契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

イ 契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

ロ 契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合、調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ 需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

(イ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

(ロ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、(イ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の(イ)または(ロ)に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの 30（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランスシンググループを設定される場合の需要抑制バランスシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30 分ごとに次の算式により得られた値といたします。

需要抑制バランスシンググループごとのみなし需要抑制計画

=みなし需要抑制計画の値

×当日計画の通知の期限における需要抑制バランスシンググループごとの需要抑制計画の値

／当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値

(イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ロ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

9 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その1月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、32(料金の算定)(1)イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間(以下「協定期間」といいます。)の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき 100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき	20キロワット時	
電灯臨時定額接続送電サービス		契約灯個数×40キロワット時	
動力臨時定額接続送電サービス		契約電力×200時間	

ロ 月別使用時間

月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし、閏年となる場合における3月の月別使用時間は、上表にかかわらず、415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ 過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし、協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力、契約電流または契約容量の変更があった場合は、料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力、契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ロ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

□ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ 取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で、取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお、この場合の計量器の取付けは、62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ 公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{100\text{ パーセント} + (\text{土誤差率})}$$

なお、公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は、次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(イ) 契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月

(ロ) 当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合、協定期間の30分ごとの接続供給電力量は、協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし、(2)によって接続供給電力量を定める場合で、協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは、協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については、(2)および(3)に準ずるものといたします。

10 需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間	年間計画 (第1年度、 第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)	翌日計画	当日計画
通知の期限	毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前12時	30分ごとの 実需給の 開始時刻の 1時間前
通知の内容	需要 想定値	各月の平日およ び休日の接続対 象電力の最大値 および最小値	各週の平日およ び休日の接続対 象電力の最大値 および最小値	電力広域的運営推 進機関が指定する 時刻の日ごとの接 続対象電力	30分ごとの接続対象電力量
	需要想定値 に対する 調達計画・ 販売計画	各月の平日およ び休日の接続対 象電力の最大値 および最小値に 対する発電契約 者、契約者また は需要抑制契約 者毎の調達分お よび販売分の計 画値	各週の平日およ び休日の接続対 象電力の最大値 および最小値に 対する発電契約 者、契約者また は需要抑制契約 者毎の調達分お よび販売分の計 画値	電力広域的運営推 進機関が指定する 時刻の日ごとの接 続対象電力に対す る発電契約者、契 約者または需要抑 制契約者毎の調達 分および販売分の 計画値	30分ごとの接続対象電力量に対 する発電契約者、契約者または 需要抑制契約者毎の調達分およ び販売分の計画値
	供給力未調達分の計画値 (自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。)				—

(注1) 需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

(注4) 週間計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11 発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間	年間計画 (第1年度, 第2年度)	月間計画 (翌月, 翌々月)	週間計画 (翌週, 翌々週)	翌日計画	当日計画
通知の期限	毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前12時	原則として 30分ごとの 実需給の 開始時刻の 1時間前
通知 の 内 容	発電 計画	各月の平日および 休日の発電量調整 受電電力の最大値 および最小値	各週の平日および 休日の発電量調整 受電電力の最大値 および最小値	電力広域的運営推 進機関が指定する 時刻の日ごとの発 電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整 受電電力量
	調達計 画・販 売計画	各月の平日および 休日の発電量調整 受電電力の最大値 および最小値に対 する契約者, 発電 契約者または需要 抑制契約者毎の調 達分および販売分 の計画値	各週の平日および 休日の発電量調整 受電電力の最大値 および最小値に対 する契約者, 発電 契約者または需要 抑制契約者毎の調 達分および販売分 の計画値	電力広域的運営推 進機関が指定する 時刻の日ごとの発 電量調整受電電力 に対する契約者, 発電契約者または需要抑制 契約者毎の調達分および 販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電 電力量に対する契約者, 発電契約者または需要抑制 契約者毎の調達分および 販売分の計画値
	発電設 備等の 停止計 画	作業の開始日時, 作業の終了日時, 停止内容, その他必要な項目	—	—	—
		—	—	計画外作業	
				計画作業の変更分	

(注1) 発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画
もあわせて提出していただきます。

(注4) 計画外作業及び計画作業の変更分については、発生の都度、速やかに提出していただきます。

(注5) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出して
いただく場合があります。

(注6) 週間計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、
当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出
していただきます。

12 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対象期間	年間計画 (第1年度, 第2年度)	月間計画 (翌月, 翌々月)	週間計画 (翌週, 翌々週)	翌日計画	当日計画
通知の期限	毎年10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日午前12時	30分ごとの 実需給の 開始時刻の 1時間前
通知の内容	需要 抑制 計画	各月の平日および 休日の需要抑制量 調整受電電力の最 大値および最小値	各週の平日および 休日の需要抑制量 調整受電電力の最 大値および最小値	電力広域的運営推 進機関が指定する 時刻の日ごとの需 要抑制量調整受電 電力	30分ごとの需要抑制量 調整受電電力量
	調達計 画・販 売計画	各月の平日および 休日の需要抑制量 調整受電電力の最 大値および最小値 に対する契約者, 発電契約者または 需要抑制契約者每 の調達分および販 売分の計画値	各週の平日および 休日の需要抑制量 調整受電電力の最 大値および最小値 に対する契約者, 発電契約者または 需要抑制契約者每 の調達分および販 売分の計画値	電力広域的運営推 進機関が指定する 時刻の日ごとの需 要抑制量調整受電 電力に対する契約者, 発電契約者または 需要抑制契約者 毎の調達分および販 売分の計画値	30分ごとの需要抑制量 調整受電電力量に対する契約者, 発電契約者または需要抑制契約者 毎の調達分および販売分の計画値
	ベース ライン	—	—	—	30分ごとの値

(注1) 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出して
いただきます。

(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出して
いただく場合があります。

(注4) 週間計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該
利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただ
きます。

13 進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は、次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は、次によります。

使用電圧 (ボルト)	管灯の定格消費 電力 (ワット)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	
		50ヘルツ	60ヘルツ
100	10	4.5	3.5
	15	5.5	4.5
	20	9	5.5
	30	11	9
	40	17	14
	60	21	17
	80	30	25
	100	36	30
200	40	4.5	3.5
	60	5.5	4.5
	80	7	5.5
	100	9	7

ロ　ネオン管灯

2次電圧 (ボルト)	変圧器容量 (ボルトアンペア)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	
		50ヘルツ	60ヘルツ
3,000	80	30	20
6,000	100	50	30
9,000	200	75	50
12,000	300	100	50
15,000	350	150	70

ハ 水銀灯 (標準周波数 50 ヘルツおよび 60 ヘルツの場合といたします。)

出力 (ワット)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2) 誘導電動機

イ 個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ) 単相誘導電動機

使用電圧(ボルト)		100				200			
電動機 定格出力	馬力	1/8	1/4	1/2	1	1/8	1/4	1/2	1
	キロ ワット	0.1	0.2	0.4	0.75	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	50 ヘルツ	50	75	75	100	20	20	30	40
	60 ヘルツ	40	50	75	100	20	20	30	40

(ロ) 3相誘導電動機 (使用電圧 200 ボルトの場合といたします。)

a トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機 定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コン デンサ 取付容量 (マイク ロファラ ッド)	2極 50ヘルツ	—	—	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	60ヘルツ	—	—	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
4極	50ヘルツ	—	—	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	60ヘルツ	—	—	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
6極	50ヘルツ	—	—	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300
	60ヘルツ	—	—	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b その他の電動機

電動機 定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロ ワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ 取付容量 (マイクロフ アラッド)	50 ヘルツ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600
	60 ヘルツ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ 一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は、各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機 (使用電圧200ボルトの場合といたします。)

イ 交流アーク溶接機

溶接機最大入力 (キロボルトアン ペア)	3 以上	5 以上	7.5 以上	10 以上	15 以上	20 以上	25 以上	30 以上	35 以上	40 以上	45以上 50未満
コンデンサ取付 容量 (マイクロファラ ッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ 交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4) その他

(1), (2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については、機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14 標準設計

(1) 適用

この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は、VIII（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

この基準に明記していない場合は、電気設備に関する技術基準、その他関係法令、当社設計基準等にもとづき、技術的に適当と認められる設計によるものといたします。この場合、その設計を標準設計といたします。

(2) 単位

この基準においては、単位を次の記号で表示いたします。

単位	記号
ボルト	V
キロボルト	k V
アンペア	A
キロアンペア	k A
キロボルトアンペア	k V A
メガボルトアンペア	M V A
ミリメートル	mm
メートル	m
キロメートル	k m
平方ミリメートル	mm ²
平方センチメートル	c m ²
ミリグラム	mg

(3) 高圧または低圧電線路

イ 一般基準

(イ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い発電所または変電所の引出口もしくは供給変圧器の引出側端子までの電線路および供給地点から供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口もしくは供給変圧器の引出側端子までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は、次によるものといたします。

電圧降下の許容限度の標準値

電線路の公称電圧 (V)	電圧降下の許容限度の標準値 (V)
100	6
200	20
3,300	300
6,600	600

ただし、既設電線路を利用する場合または他者と同時に供給設備を施設する場合は、他者の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ロ) 経過地

高圧または低圧電線路の経過地は、技術上、地形、用地事情および保守、保安に支障のない範囲で、電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ハ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は、架空電線路といたします。ただし、架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上、経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には、その他の方法によるものといたします。

(ニ) 電線路の設計

電線路の設計については、その地域に施設される電気工作物の設計と同等のものをこえないものといたします。

□ 架空電線路

(イ) 電線路の施設

a 高圧または低圧架空電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線の張替え等のうち、技術上著しく困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。

b 高圧架空電線路を単独に新設する場合には、原則として1回線といたします。

(ロ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物には、コンクリート柱または複合柱を使用し、その選定にあたっては技術上、経済上適当なものといたします。ただし、コンクリート柱または複合柱を使用することが技術上、経済上不適当と認められる場合は、他の支持物を使用いたします。

(ハ) 標準径間

高圧または低圧架空電線路の標準径間は、次によるものといたします。

標準径間

施設区域	標準径間(m)
市街地	45
その他	55

(ニ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは、施設場所の状況に応じた根入れ、電線の弛度、装柱、交叉、建物、引込線、積雪等を考慮し当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

支持物の長さ

支持物の長さ(m)	10	12	14	16

(ホ) がいし

高圧または低圧架空電線路で使用するがいしは、次によるものといたします。

がいしの種類

電圧別 使用個所別	引通し個所	引留め個所
低圧	低圧用一体化ラック	低圧用一体化ラック
	低圧ピン碍子	低圧引留碍子
	低圧引留碍子	D Vグリップ
高圧	高圧中実ピンがいし	高圧中実耐張がいし

(h) 架空電線の種類および太さ

- a 高圧または低圧架空電線には、硬銅線もしくはアルミ電線を使用いたします。
- b 高圧または低圧架空電線の種類は、絶縁電線を使用いたします。
- c 高圧または低圧架空電線の太さは、許容電流、短絡電流、電圧降下、機械的強度等を考慮し、必要最小のものを次の中から選定いたします。ただし、技術上、経済上不適当と認められる場合は、架空ケーブル等、他の適当な電線を使用することができます。

電線の種類、太さおよび許容電流

(単位: A)

太さ	種類	高圧絶縁電線 (O C)	低圧絶縁電線 (O W)	引込線ビニル 絶縁電線 (D V)	
				2心	3心
単線(mm)	3.2	—	—	61	54
	5.0	153	103	—	—
より線(mm ²)	22	—	—	127	111
	60	292	206	—	193
	120	310	—	—	—
	100	391	—	—	262
	200	455	—	—	—
	150	512	—	—	—

(i) 架空電線の配列および変台装柱

- a 高圧または低圧架空電線の配列は、特殊な場合を除き水平または垂直といたします。
- b 柱上に変圧器を施設する場合は、変台装柱または懸垂装柱とし、1次側に使用する開閉器は高圧カットアウトといたします。

(j) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は、需要の実情を考慮し、当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

柱上変圧器容量

容 量 (k V A)								
5	10	20	30	50	75	100	50+30*	100+50*

(注) * : 変圧器容量 50+30kVA および 100+50kVA は、灯動共用変圧器の容量といたします。

(k) 電力用変圧器の結線

3相供給に対しては、原則として単相変圧器 2台を使用したV結線または灯動共用変圧器の使用により供給いたします。ただし、技術上、経済上適当と認められる場合は、単相変圧器 3台を△結線により供給することができます。

(l) 高圧負荷開閉器の取付けおよびその種類と容量

- a 高圧架空電線路の系統運用または保守のために必要な個所には高圧負荷開閉器を取り付けます。
- b 高圧負荷開閉器の種類は、気中を標準といたします。ただし、技術上やむをえない場合には、他の種類の開閉器を施設することができます。

- c 高圧負荷開閉器の容量は、負荷電流および短絡電流を考慮し、当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

高圧負荷開閉器容量

容量 (A)	300*	400
--------	------	-----

(注) * : 高圧負荷開閉器容量 300A は、SOG 型開閉器の容量といたします。

(ル) 特殊線路

- a 塩、ちりなどの汚損地域に施設する架空電線路には、その程度に応じた耐塩設備を使用いたします。

なお、汚損地域の区分は次によるものといたします。

塩、塵埃汚損区分表

汚損種類	塩		塵 埃
	飛来海塩量* (m g / m ² / s) または 想定最大等価塩分付着量 (m g / c m ²)		想 定 最 大 等価塵埃付着量 (塩分換算)
汚損区分	中汚損地区	重汚損地区	
	0.25m g / m ² / s 超過 0.40m g / m ² / s 以下 または 0.06m g / c m ² 超過 0.12m g / c m ² 以下	1.0m g / m ² / s 以下 または 海岸からの距離が 300m 以下 または 0.35m g / c m ² 以下	0.12m g / c m ² 以上

※各地点における海から飛来する塩分量を数値化したもの。

- b 雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には、その程度に応じた耐雷設備を使用いたします。
- c 雪害、風害等の発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には、その程度に応じた耐害設備を使用いたします。

ハ 地中電線路

(イ) 電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方式は、原則として管路式といたします。ただし、次の場合は直接埋設式または暗きよ式とすることがあります。

なお、暗きよ式にはキャブ (CAB) 方式および電線共同溝 (C・C・BOX) 方式を含むものといたします。

a 直接埋設式

車輛その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく、かつ、再掘削が容易にできる場合

b 暗きよ式

当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ロ) ケーブルの種類および太さ

- a 高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルの種類は、原則としてビニル外装ケーブ

ルといたします。

- b ケーブルの太さは、許容電流、短絡電流、電圧降下、機械的強度等を考慮し、必要最小のものを次の中から選定いたします。

ケーブルの太さ

電圧別	ケーブルの太さ (mm ²)					
低圧	8	14	22	60	150	250
高圧	22	38	60	100	150	200
					250	325

- c ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格に準じて算定いたします。

(h) 配電塔、高圧キャビネットおよび接続箱の使用

- a 高圧ケーブルを分岐する場合または変圧器を施設する場合は、配電塔を使用することがあります。
- b 高圧で電気の供給を受ける需要者等に対する地中引込線が当社の電柱および配電塔から単独引込みで施設することが困難な場合、もしくは、将来困難になることが予想される場合には、π引込用として高圧キャビネットを使用いたします。
- c 低圧ケーブルを分岐する場合は、接続箱を使用いたします。

(4) 特別高圧電線路

イ 一般基準

(i) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い発電所または変電所の引出口までの電線路および供給地点から供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は、次によるものといたします。

電圧降下の許容限度の標準値

電線路の公称電圧 (V)	電圧降下の許容限度の標準値 (V)
11,000	1,000
22,000	2,000
33,000	3,000
66,000	6,000
154,000	14,000

(p) 経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は、技術上、地形、用地事情および保守、保安に支障のない範囲で、電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(h) 電線路の種類

特別高圧電線路の種類は、架空電線路といたします。ただし、架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上、経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には、その他の方法によるものといたします。

(i) 電線路の設計

電線路の設計については、その地域に施設される電気工作物の設計と同等のものをこえないものといたします。

ロ 架空電線路

(イ) 電線路の施設

- a 特別高圧架空電線路は、単独の電線路の施設、他の架空電線路との併架、電線の張替え等のうち、技術上著しく困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。
- b 特別高圧架空電線路を単独に施設する場合には、原則として1回線といたします。

(ロ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は、原則として鉄塔を使用いたします。ただし、33 kV以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は、原則としてコンクリート柱を使用いたします。

(ハ) 標準径間

特別高圧架空電線路の標準径間は、次によるものといたします。

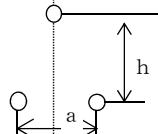
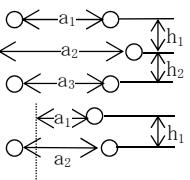
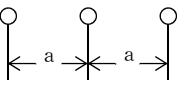
標準径間

支持物種類	標準径間 (m)
鉄 塔	150~300
そ の 他	50~100

(ニ) 電線間隔

特別高圧架空電線路の電線間隔は、次によるものといたします。

標準電線間隔

配列	寸法	電圧 回線	電線間隔 (m)					備 考		
			33 kV 以下		66 kV		154 kV			
			1	1	2	1	2			
正 三角	a h		1.0~ 2.5 0.86~ 1.75							
垂 直 ・ 三 角	a_1 a_2 a_3 h_1 h_2		1.8~ 2.3 5.5~ 6.5 2.0~ 2.7	2.0~ 2.6 6.0~ 8.0 2.5~ 3.2	4.0~ 5.2 7.2~10.0 5.0~ 7.0	3.2~ 4.3 8.6~12.0 4.2~ 6.0	6.4~ 8.6 10.0~13.0 8.0~10.0 4.2~ 6.0			
水 平	a		1.5~ 2.5	3.5~ 5.0			6.0~ 7.0			

(ホ) がいし

- a がいしは、懸垂がいし、長幹がいしまたはLPがいしを標準といたします。
- b aの連結個数は、次によるものといたします。ただし、既設設備に接続する場合は既設設備と同一絶縁レベルのがいしを使用いたします。

がいしの標準連結個数

汚損区分	A	B	C	D	E	F
想定最大等価 塩分付着密度	mg/cm^2 0.01	mg/cm^2 0.03	mg/cm^2 0.06	mg/cm^2 0.12	mg/cm^2 0.25	mg/cm^2 0.50
海岸よりの距離 (参考)	k m以上 50	k m以上 30	k m 10~30	k m 1~10	k m 0~3	k m
電圧 がいしの種類	LPがいし	LP-30×1コ	LP-40×1コ	LP-60×1コ	LP-70×1コ	
33 k V 以 下	長幹がいし	LC8010×1コ		LC8013×1コ	LC8017×1コ	
66 k V	長幹がいし	LC8017×1コ	LC8021×1コ	LC8024×1コ	LCS-8020×1コ	LCS-8020 相当深×1コ
	懸垂がいし	SU-120CN×6コ —	SU-120CN×6コ SU-120BF×6コ	SU-120CN×7コ SU-120BF×6コ	SU-120CN×8コ SU-120BF×6コ	—
154 k V	長幹がいし	LC8017×2コ	LC8021×2コ	LC8024×2コ	LCS-8020×2コ	LCS-8020 相当深×2コ
	懸垂がいし	SU-120CN×10コ —	SU-120CN×14コ SU-120BF×13コ	SU-120CN×16コ SU-120BF×13コ	SU-120BF×13コ SU-120BF×13コ	—

(ヘ) 電線の種類および太さ

- a 電線は、着雪を考慮してヒレ付アルミ覆鋼心圧縮型アルミより線の使用を原則とします。
- ただし、
- (a) 機械的強度上とくに必要のある場合、腐食のおそれがある場合等特別の理由のある場合は、他の電線を使用することがあります。
- (b) ロ(ロ)により施設する33 k V以下の電線路には、原則として硬銅線の難着雪(2ケヒレ形)圧縮導体水密形33 k V屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線を使用いたします。

- b 電線の太さは、許容電流、短絡電流、電圧降下、機械的強度等を考慮して定め、必要最小のものを次の中から選定いたします。ただし、他の支持物に併架するときは、弛度の関係から既設架空電線と同じ太さのものを使用する場合があります。

電線の種類、太さおよび許容電流

ヒレ付アルミ覆鋼心圧縮型 アルミより線 (S B A C S R / A C)		難着雪 (2 ケヒレ形) 圧縮 導体水密形 33 k V屋外用 架橋ポリエチレン絶縁電線 (SSW-OC)	
公称断面積 (mm ²)	許容電流 (A)	公称断面積 (mm ²)	許容電流 (A)
150	448	80	325
190	532	100	375
290	694		
400	824		
500	957		
740	1,189		

(ト) 架空地線等耐雷施設の設置

- a 支持物を鉄塔とする電線路には、架空地線を施設いたします。

また、鉄塔以外の支持物の場合においても必要により架空地線を施設することがあります。

- b a の架空地線は、原則として1条とし、機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合など特別な場合を除き、その線路の設計条件にもとづいて、次の中から選定いたします。

また、アークホーン、アーマロット、避雷器等技術上、経済上合理的な耐雷施設を設置いたします。

架 空 地 線

地線の種類	亜鉛めっき鋼より線 (第1種)		アルミ覆鋼より線	
太さ (mm ²)	70	90	70	90

なお、鉄塔以外の支持物については上記以外の架空地線を使用することがあります。

(チ) 架空電線の地表上の高さ

特別高圧架空電線の地表上の高さは、次によるものといたします。

地 表 上 の 高 さ

個 所 別		33 k V以下	66 k V	154 k V
平 地	市街地および都市周辺地域	13m	14m	15m
	国道・県道の横過個所および 建造物の散在する地域	12m	13m	14m
	その他の地域	9m	10m	11m
山地・山林地域		8m	9m	10m

ただし、次の場合はその状況に応じ、必要最小の高さを保持いたします。

- a 積雪の多い地区

b 電線の高さが用地確保のための条件となる場合

(リ) その他の設計基準

特別高圧架空電線路の支持物の設計は、前各項によるほか、電気規格調査会標準規格（J E C）およびその他のこれに類する規格によるものといたします。

(ヌ) ライントラップの施設

搬送波が重畠されている電線から当該電線を分岐する場合で、搬送波の伝送に悪影響を与えるときは、その分岐点に適当なライントラップを設けるものといたします。

ハ 地中電線路

(イ) 電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方式は管路式とし、原則として点検孔（1孔）を設けるものといたします。ただし、次の場合は直接埋設式または暗きよ式によることがあります。

a 直接埋設式

車輛その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく、かつ、再掘削が容易にできる場合

b 暗きよ式

当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ロ) ケーブルの種類および太さ

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは許容電流、電圧降下、短絡電流、施設方法などを考慮して、原則として次の中から選定いたします。

なお、ケーブルの許容電流は、電気協同研究第53巻第3号「地中送電線の送電容量設計」に準じた算定方法に施設条件を考慮して算出いたします。

ケーブルの種類

電圧別	33 kV以下	66 kV		154 kV
種類	CVケーブル	CVケーブル		CVケーブル
線心数	トリプレックス	トリプレックス	単心	単心
公称断面積 (mm ²)	60	80	600	200
	100	100	800	400
	150	150	1,000	600
	200	200	1,200	800
	250	250	1,400	1,000
	325	325	1,600	1,200
	400	400	2,000	1,400
	500	500		1,600
		600		1,800
				2,000

(ハ) その他

a 架空地中混用電線路には、必要に応じて故障区間検出装置を施設いたします。

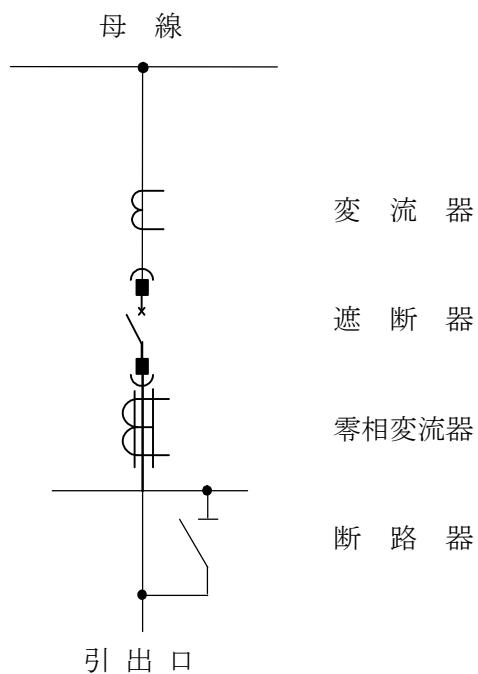
b 架空地中混用電線路で雷サージによってケーブルが損傷するおそれのある場合は、避雷器を施設いたします。

(5) 変電設備

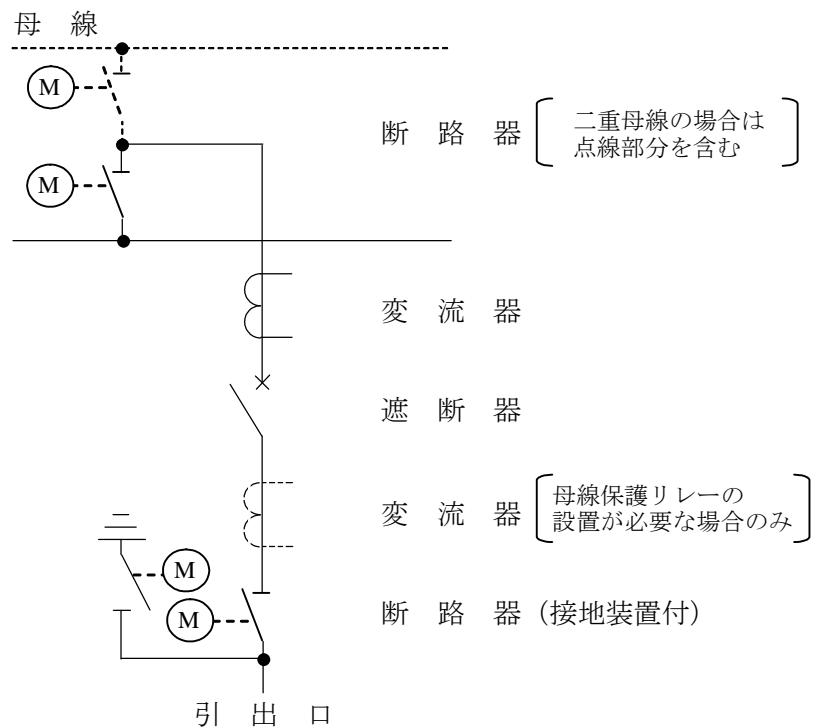
イ 結線法

結線法は、次の結線を標準といたします。

(イ) 高圧で引出しをする場合



(ロ) 特別高圧で引出しをする場合



ロ 遮断器

(イ) 遮断器は、当社が通常使用しているものなかで、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流および現に構成され、また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し、次の中から必要最小のものを選定いたします。

遮断器容量

定格電圧 (V)	遮断器容量		定格電圧 (V)	遮断器容量	
	k A	(MVA)		k A	(MVA)
3,600	16.0	(100)	36,000	16.0	(1,000)
	25.0	(160)		25.0	(1,600)
7,200	12.5	(160)	72,000	31.5	(2,000)
	20.0	(250)		40.0	(2,500)
12,000	25.0	(520)	168,000	20.0	(2,500)
				25.0	(3,100)
24,000	20.0	(830)	168,000	31.5	(3,900)
	25.0	(1,000)		40.0	(5,000)
				25.0	(7,300)
				31.5	(9,200)
				40.0	(12,000)

(ロ) 将来の系統構成は、5年程度先を目標といたします。(断路器および変流器についても同様といたします。)

ハ 断路器

断路器は、当社が通常使用しているものなかで、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流および現に構成され、また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し、必要最小のものを使用いたします。

ニ 変流器

変流器は、当社が通常使用しているものなかで、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流および現に構成され、また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し、必要最小のものを使用いたします。

ホ 配電盤

配電盤には、原則として電流計および遮断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けるものといたします。また、必要に応じ電力計、電圧計、無効電力計等を取り付けるものといたします。

ヘ 保護装置

電線路には、短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路を遮断するために必要な保護装置を施設いたします。

ト 変電設備の設計

変電設備の形式、付属設備等は、その変電所において、他に施設される設備と同等のものとこえないものといたします。

(6) 保安通信設備

イ 一般基準

(イ) 保安通信設備の施設

- a 保安通信用電話設備は、原則として特別高圧で受電または供給する場合に施設いたします。
- b 系統保護用信号伝送装置等電話設備以外の保安通信設備は、当該供給電線路の保護および運用上必要な場合に施設いたします。

(ロ) 通信方式

保安通信設備は、通信ケーブル、通信線搬送または電力線搬送、マイクロ波無線による伝送路設備のうち技術的、経済的に最も適当な方式によるものとし、施設方法は、以下のロ、ハ、ニ、ホ、ヘ、トといたします。

なお、通信線搬送における通信線路は、通信ケーブルおよび光ファイバケーブル（光ファイバ複合架空地線〔以下「OPGW」といいます。〕を含む）といたします。

(ハ) 経過地

保安通信設備の経過地は、技術上、地形、用地事情および保守、保安に支障のない範囲で、保安通信設備が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ロ 架空通信線路

架空通信線路は、伝送距離、必要回線数等に応じた通信ケーブルまたは光ファイバケーブル（OPGWを除きます。）とし、原則として電柱へ添架することといたします。ただし、技術上または経済上適当でない場合は独立通信線路を施設といたします。

なお、OPGWは、(4)ロ(ト)の架空地線等耐雷施設の設置に準じて施設いたします。

ハ 地中通信線路

地中通信線路は、伝送距離、必要回線数等に応じた通信ケーブルまたは光ファイバケーブル（OPGWを除きます。）とし、施設方式は、原則として管路式といたします。ただし、次の場合は直接埋設式または暗きよ式によることがあります。

(イ) 直接埋設式

車輛その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく、かつ、再掘削が容易にできる場合

(ロ) 暗きよ式

当該通信線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

ニ 通信線搬送設備

通信線搬送設備は、伝送距離、伝送回線数、信頼度等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

ホ 電力線搬送設備

電力線搬送設備は、伝送距離、伝送回線数、信頼度等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

なお、電力線搬送設備の結合方式は、原則として線間結合方式といたします。

ヘ マイクロ波無線設備（空中線系を含みます。）

マイクロ波無線設備は、伝送距離、伝送回線数、信頼度等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

ト そ の 他

(イ) 系統保護用信号伝送装置

系統保護用信号伝送装置は、当該供給電線路の保護方式に合致した型式のものを施設いたします。

(ロ) 紙電情報伝送装置

紙電情報伝送装置は、サイクリック伝送方式を標準といたします。

チ 保 安 装 置

保安通信設備に対する保安装置は、有線電気通信法、電気設備に関する技術基準ならびに電力保安通信規程およびこれら関係法令類に定められたところにより施設いたします。

15 スポットネットワーク方式の工事費の算式

69 (供給地点への供給設備の工事費負担金) (1) ロ(イ) a (c) の工事費の算定は、次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新增加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合、工事費相当額は、次のとおりといたします。

69 (供給地点への供給設備の工事費負担金) (1) ロ(イ) a (b) の工事費単価

$$\times \{100\text{パーセント} + 20\text{パーセント} \times (\text{利用回線数}-1)\}$$

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

2023年4月1日実施

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款別冊

系統連系技術要件

目 次

I 総 則

1 目 的	1
2 適用の範囲	1
3 協 議	1

II 発電者の系統連系技術要件（低圧）

4 電 気 方 式	2
5 運 転 可 能 周 波 数	2
6 力 率	2
7 高 調 波	2
8 需給バランス制約による発電出力の抑制	3
9 不要解列の防止	3
10 保護装置の設置場所	6
11 保護リレーの設置相数	6
12 保護装置の設置	7
13 解 列 箇 所	8
14 接 地 方 式	8
15 直流流出防止変圧器の設置	8
16 電 壓 变 動	8
17 短 絡 容 量	10
18 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置	10
19 発電設備等の種類	10
20 サイバーセキュリティ対策	10
21 発電機諸元	10

III 発電者の系統連系技術要件（高圧）

22 電 気 方 式	12
23 運 転 可 能 周 波 数	12
24 力 率	12
25 高 調 波	12
26 需給バランス制約による発電出力の抑制	12
27 不要解列の防止	13

28	保護装置の設置場所	15
29	保護リレーの設置相数	15
30	保護装置の設置	16
31	解列箇所	17
32	自動負荷制限	17
33	線路無電圧確認装置の設置	17
34	接地方式	18
35	直流流出防止変圧器の設置	18
36	電圧変動	18
37	短絡容量	20
38	発電機定数・諸元	20
39	昇圧用変圧器	22
40	連絡体制	22
41	バンク逆潮流の制限	22
42	サイバーセキュリティ対策	22

IV 発電者の系統連系技術要件（特別高圧）

43	電気方式	24
44	運転可能周波数・並列時許容周波数	24
45	力率	24
46	高調波	25
47	需給バランス制約による発電出力の抑制	25
48	不要解列の防止	25
49	保護装置の設置	27
50	再閉路方式	30
51	保護装置の設置場所	30
52	解列箇所	30
53	保護リレーの設置相数	30
54	自動負荷制限・発電抑制	31
55	線路無電圧確認装置の設置	31
56	発電機運転制御装置の付加	32
57	中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	34
58	直流流出防止変圧器の設置	34
59	電圧変動	35
60	出力変動対策	36
61	短絡・地絡電流対策	36
62	発電機定数・諸元	36

63	昇圧用変圧器	39
64	連絡体制	39
65	電気現象記録装置	41
66	サイバーセキュリティ対策	41

V 需要者の系統連系技術要件（低圧）

67	力率の保持	42
68	保護装置の設置	42
69	その他	42

VI 需要者の系統連系技術要件（高圧）

70	力率	43
71	高調波対策の実施	43
72	保護協調の実施	44
73	保護装置の設置	44
74	保護装置の設置場所	44
75	遮断箇所	44
76	電圧等の安定保持対策	44
77	その他	45

VII 需要者の系統連系技術要件（特別高圧）

78	力率	46
79	保護協調の実施	46
80	保護装置の設置	46
81	保護装置の設置場所および設置相数	47
82	解列箇所	47
83	線路無電圧確認装置の設置	47
84	電力品質対策の実施	47
85	保安通信電話の設置	49
86	給電情報伝送装置の設置	49

I 総 則

1 目 的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款8（契約の要件）(1)ニおよび(2)ハにもとづき、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」その他のルール等を踏まえ、電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく技術要件を定めたものです。

2 適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を連系する場合についても、この要件を適用いたします。

3 協 議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

II 発電者の系統連系技術要件（低圧）

4 電気方式

発電設備等の電気方式は、次の場合を除き、連系する系統の電気方式（交流単相2線式・単相3線式・三相3線式・三相4線式）と同一としていただきます。

- (1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合
- (2) 単相3線式の系統に単相2線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に、受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策、または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

- (1) 連続運転可能周波数：48.5ヘルツを超える50.5ヘルツ以下
- (2) 運転可能周波数：47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、48.5ヘルツでは10分程度以上、48.0ヘルツでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等は47.5ヘルツ、それ以外は48.5ヘルツとし、検出时限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒）

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、これによらない。なお、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

6 力率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。

なお、電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には、受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

7 高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5パーセント、各次電流歪率3パーセント以下としていただきます。

8 需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウインドファームとしての運用がない風力発電所やウインドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号、以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9 不要解列の防止

（1）保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。

- イ 発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。
- ロ 連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。
- ハ 上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
- ニ 事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
- ホ 連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（2）事故時運転継続

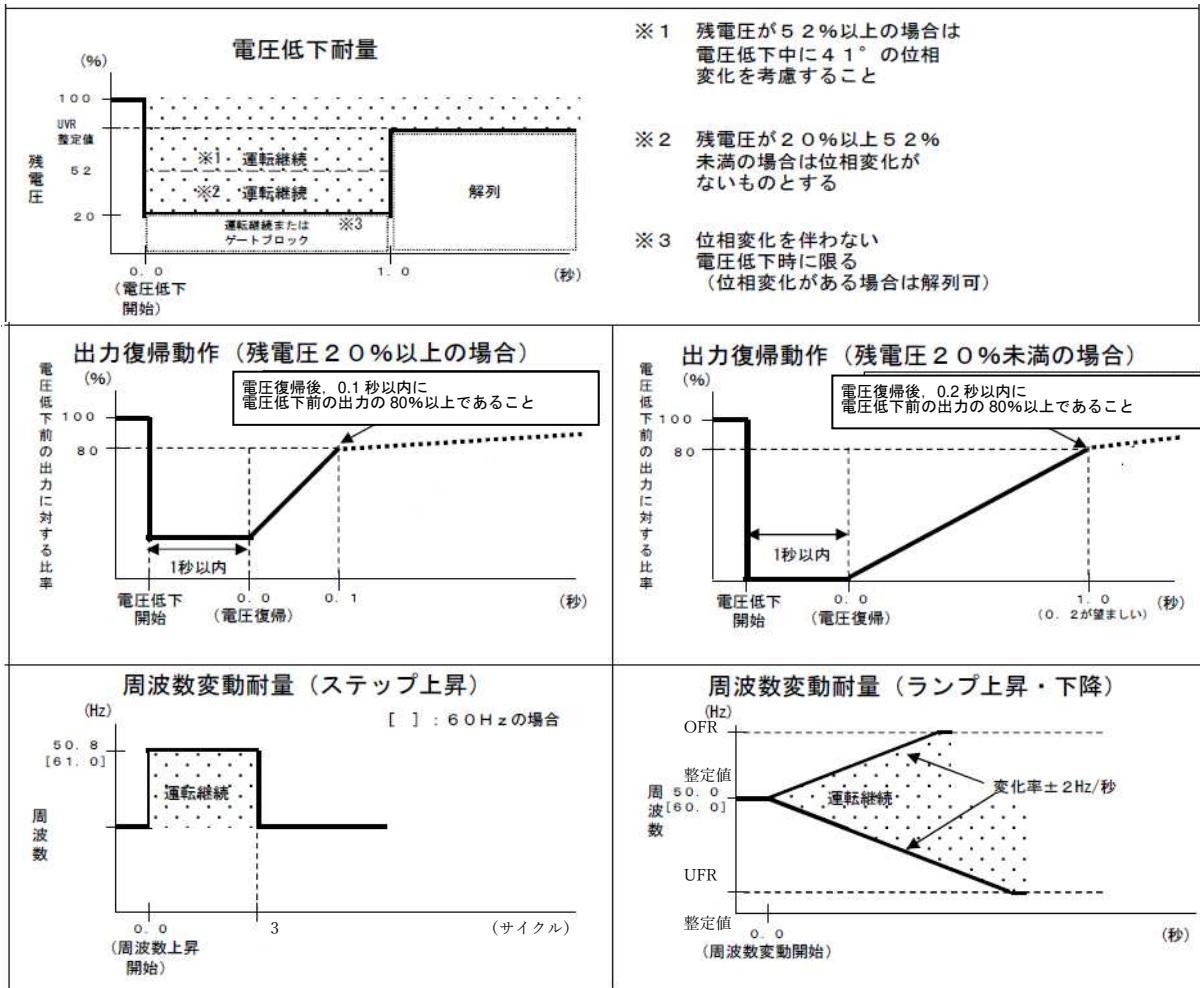
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続または ゲートブロック)	残電圧 52%以上・ 位相変化 41 度以下 (運転継続)	
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ [°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ラップ [°] 上の ±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ [°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ラップ [°] 上の ±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため, 0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため, 0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・ステップ [°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ラップ [°] 上の ±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
	燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ [°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ラップ [°] 上の ±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
	ガスエンジン	单機出力 2kW未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰
		单機出力 2kW以上 10kW未満 ※			・ステップ [°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ラップ [°] 上の ±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz

複数直流入力システム	太陽光 +蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため, 0.4 秒以内の復帰としてもよい。また, 負荷追従制御 (構内の負荷電力に応じて出力制御) 状態にて復帰動作する場合は, 出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため, 0.4 秒以内としてもよい。) 	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため, 0.4 秒以内の復帰としてもよい。また, 負荷追従制御 (構内の負荷電力に応じて出力制御) 状態にて復帰動作する場合は, 出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため, 0.4 秒以内としてもよい。) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ステップ[°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・シブ[°] 上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
	燃料電池 +蓄電池 ガスエンジン +蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ・ステップ[°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・シブ[°] 上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
三相	太陽光	高压三相に準ずる	高压三相に準ずる	高压三相に準ずる	高压三相に準ずる
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
	風力				<ul style="list-style-type: none"> ・ステップ[°] 状に +0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・シブ[°] 上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン (空調を主目的としたもの) を除く

FRT要件のイメージ (太陽光発電設備を例に記載)



10 保護装置の設置場所

保護装置は、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

- (1) 過電圧リレーは、単相 2 線式においては 1 相、単相 3 線式および三相 3 線式について 2 相に設置すること。なお、単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。
- (2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは、単相 2 線式においては 1 相、単相 3 線式においては 2 相、三相 3 線式について 3 相に設置すること。なお、単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。
- (3) 周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび逆電力リレーは、単相 2 線式、単相 3 線式および三相 3 線式について 1 相に設置すること。
- (4) 逆充電検出の場合は、次のとおりとする。
 - イ 不足電力リレーは、単相 2 線式においては 1 相、単相 3 線式においては 2 相、三

相3線式については3相に設置すること。なお、単相3線式では中性線と両電圧線間、三相3線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができる。

- ロ 不足電圧リレーは、単相2線式においては1相、単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。なお、単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。

12 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により、検出できる場合は省略できることといたします。

- イ 発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。
- ロ 発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

- イ 同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、または過電流リレーにより、連系する系統の短絡事故が検出できる場合は、これで代用できる。

- ロ 誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

- イ 連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。

- ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。

- ハ 能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

13 解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 機械的な解列箇所 2 箇所
- (2) 機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック
- (3) 発電設備等連絡用遮断器

14 接地方式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

15 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

16 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧 100 ボルトに対しては 101 ± 6 ボルト、標準電圧 200 ボルトに対しては 202 ± 20 ボルト）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行ないます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

- イ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期する機能を有するものを用いること。
- ロ 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには、限流リクトル等を設置すること。

- ハ 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
- ニ 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。
- ホ 誘導発電機の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。
- ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正值を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。

イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行なうか、専用線による連系とする。

ロ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行なうか、専用線による連系とする。

ハ 単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正值を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行なうこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル (ΔV_{10}) を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は、0.23 ボルト以下）に維持する。

17 短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リクトル等）を設置していただきます。

18 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相3線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に、3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

19 発電設備等の種類

連系する発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない発電設備等の連系は、逆潮流がない場合に限ります。

20 サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、速やかに必要な措置を講じる必要があるため、発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置するとともに、氏名および一般加入電話番号、または携帯電話番号を通知すること。

21 発電機諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。（第3者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		力率（定格、運転可能範囲）
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
風力	発電プラント制御装置	メーカー, 型式
		単独運転検出方式, 整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池, ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

III 発電者の系統連系技術要件（高圧）

22 電気方式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。

23 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

- (1) 連続運転可能周波数：48.5ヘルツを超える50.5ヘルツ以下
- (2) 運転可能周波数：47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、48.5ヘルツでは10分程度以上、48.0ヘルツでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等は47.5ヘルツ、それ以外は48.5ヘルツとし、検出時間は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒）

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、これによらない。なお、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

24 力率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに、進み力率とならないようとしていただきます。

なお、電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には、受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

25 高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5パーセント、各次電流歪率3パーセント以下としていただきます。また、他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、「VI需要者の系統連系技術要件（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

26 需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により0パーセントから100パーセントの範囲（1パーセ

ント刻み)で発電出力(自家消費分を除くことも可)の制限をかけられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウインドファームとしての運用がない風力発電所やウインドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備(ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く。)は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

27 不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「VI 需要者の系統連系技術要件(高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

- イ 発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。
- ロ 連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。
- ハ 上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
- ニ 事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
- ホ 連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

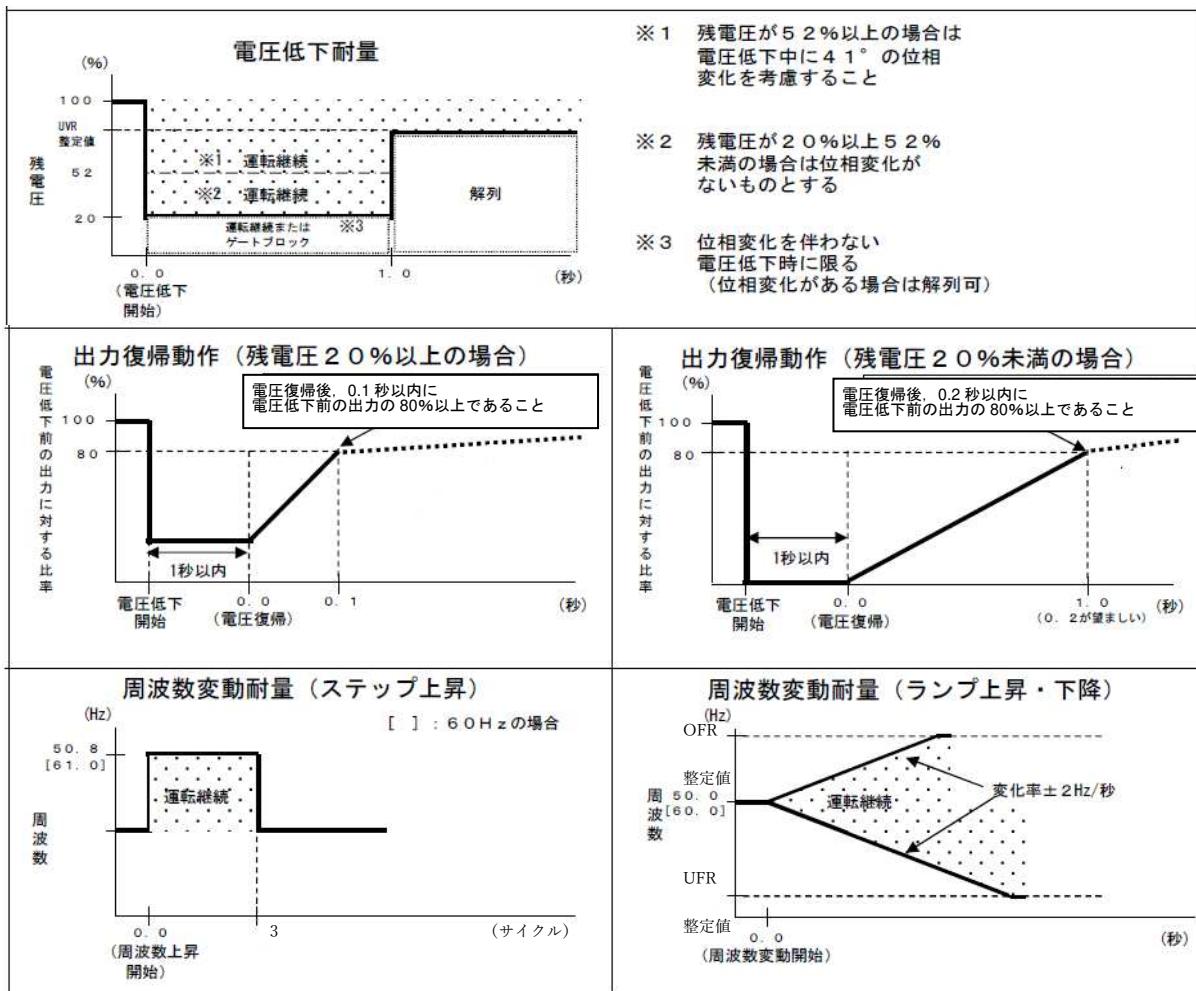
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件(FRT要件)を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下		周波数変動 (運転継続)	
		三相短絡を想定	二相短絡を想定		
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続または ゲートブロック)	残電圧 52%以上・位 相変化 41 度以下 (運転継続)	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・ステップ [°] 状に+0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ [°] 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ 直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧復 帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰		・ステップ [°] 状に+0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ [°] 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz	
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰 (RPR が 設置される場合は出 力電力特性と RPR の 協調を図るため, 0.4 秒以内の復帰として もよい。)	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰 (RPR が 設置される場合は出 力電力特性と RPR の 協調を図るため, 0.4 秒以内の復帰として もよい。)	・ステップ [°] 状に+0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ [°] 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・ステップ [°] 状に+0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ [°] 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン (単機出力 35kW 以下)	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒 以内に電圧低下前の 出力の 80%以上の出 力まで復帰	・ステップ [°] 状に+0.8Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ [°] 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

FRT 要件のイメージ (太陽光発電設備を例に記載)



28 保護装置の設置場所

保護装置は、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

29 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

- (1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。
- (2) 過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは、1相設置とすること。
- (3) 短絡方向リレーは、3相設置とすること。ただし、連系する系統と協調を図ることができる場合は、2相設置とすることができます。
- (4) 不足電圧リレーは、3相設置とすること。ただし、短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は、1相設置とすることができます。
- (5) 不足電力リレーは、2相設置とすること。

30 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。
ただし、発電設備等自体の保護装置により、検出できる場合は省略できることといたします。

- イ 発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。
- ロ 発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

- イ 同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。
- ロ 誘導発電機、二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

- イ 発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合
- ロ 逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合
- ハ 逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が 10 キロワット以下の場合

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。

- イ 連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。
- ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。
- ハ 能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

(5) 逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお、構内低圧線に連系する発電設備等において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

31 解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 受電用遮断器
- (2) 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置
- (3) 発電設備等連絡用遮断器
- (4) 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

32 自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

33 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

- (1) 専用線による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合
- (2) 転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

- (3) 2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合
- (4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合
- (5) 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、2 系列目の上記装置については、次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができる。
 - イ 保護リレーの 2 系列目は、不足電力リレーのみとすることができる。
 - ロ 計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合、1 系列目と 2 系列目を兼用できる。
 - ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合、1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

34 接地方式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

35 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

36 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧 100 ボルトに対しては 101 ± 6 ボルト、標準電圧 200 ボルトに対しては 202 ± 20 ボルト）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正值を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。

イ 発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがある

ときには、自動的に負荷を制限すること。

- ロ 発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

- イ 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とともに自動同期検定装置を設置すること。
- ロ 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。
- ハ 誘導発電機の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。
- ニ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期する機能を有するものを用いること。
- ホ 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。
- ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。
- ト 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。

- イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行なうか、専用線による連系とする。
- ロ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある

ときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行なうか、専用線による連系とする。

ハ、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル (ΔV_{10}) を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は、0.23 ボルト以下）に維持する。

37 短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リクトル等）を設置していただきます。

38 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。（第3者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値

電源種	設備	諸元
		総合負荷力率 高調波発生機器と高調波対策資料 電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格 (定格容量, 定格電圧) インピーダンス (変圧器定格容量ベース) 制御方式, 整定値
	調相設備	定格 (容量, 台数)
	遮断器	定格 (遮断電流, 遮断時間) 自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素 設置場所 設置相数 解列箇所 整定範囲 整定値 CT 比, VT 比 シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス 限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス 各種短絡時定数・開路時定数 慣性定数 (発電機+タービン) 制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック (調定率, GF 幅, CV, ICV モデルを含む) 励磁系ブロック (AVR, PSS, PSVR) FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー, 型式 単独運転検出方式, 整定値 逆変換装置の容量 通電電流制限値 FRT 要件の適用有無 発電機の出力特性 出力変動対策の方法 蓄電池, ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

39 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また、電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

40 連絡体制

発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には、保安信用電話設備を設置していただきます。

ただし、保安信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

- (1) 専用保安信用電話設備
- (2) 電気通信事業者の専用回線電話
- (3) 次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話
 - イ 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。
 - ロ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。
 - ハ 停電時においても通話可能なものであること。
- ニ 災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡がとれるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止すること。また、保安規程上明記されていること。

41 バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると、電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから、原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし、配電用変電所に保護装置等を設置することにより、電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

42 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は、電気事業法にもとづき、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置すること。

IV 発電者の系統連系技術要件（特別高圧）

43 電気方式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。

44 運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5ヘルツを超える50.5ヘルツ以下

運転可能周波数：47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下

周波数低下時の運転継続時間は、48.5ヘルツでは10分程度以上、48.0ヘルツでは1分程度以上とすること。

周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを47.5ヘルツ、検出时限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）

なお、新潟県佐渡市については、標準周波数が60ヘルツであり、別途協議させていただきます。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0ヘルツ）とします。ただし、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

45 力率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は、原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセント～進み力率95パーセントとしていただきます。

逆潮流が無い場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また、受電地点の力率、電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

46 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント、各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また、他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、84（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。

47 需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限をかけられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウインドファームとしての運用がない風力発電所やウインドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

48 不要解列の防止

（1）保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお、構内設備の故障に対しては、79（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。

- イ 発電設備等の異常および故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。
- ロ 連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合もある。
- ハ 上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。
- ニ 連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。
- ホ 連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。

へ 連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

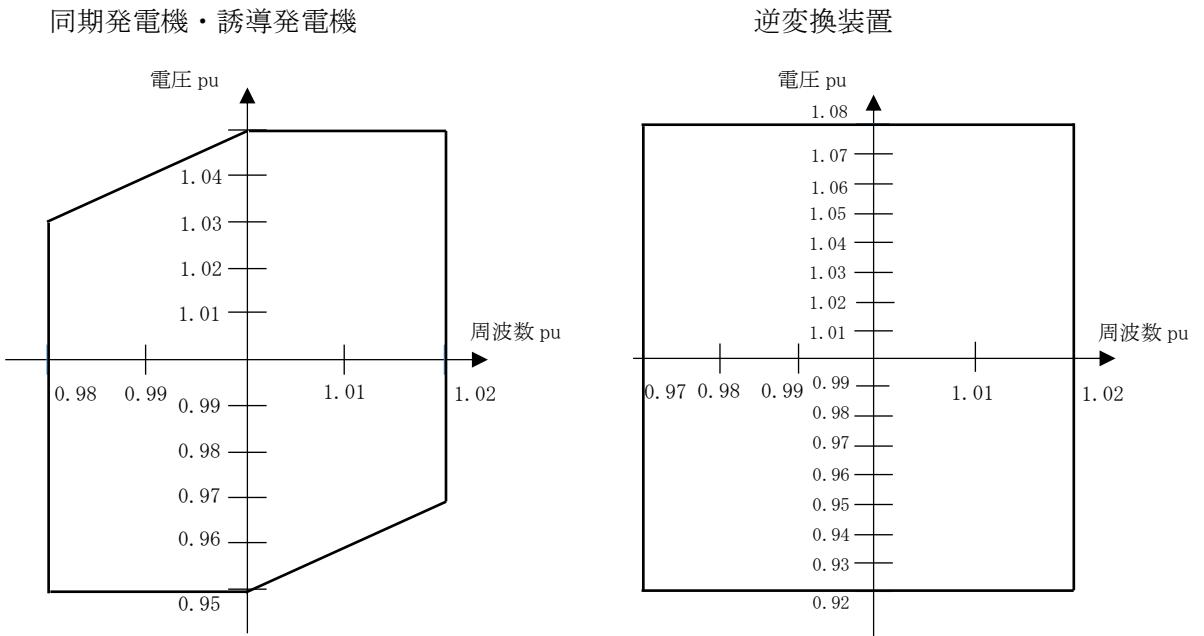
発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続) 50Hz 系統
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続または ゲートブロック)	残電圧 52%以上・位 相変化 41 度以下 (運転継続)	
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また、これを超える端子電圧および周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。



ただし、周波数変動範囲に対しては、43（運転可能周波数・並列時許容周波数）（1）運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

49 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

イ 短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。

(イ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ロ) 誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお、この不足電圧リレーは、発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

連系する系統と同じ方式の保護リレーは、当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式、方向比較リレー方式、回線選択リレー方式など）を設置していただきます。

なお、電流差動リレー方式、方向比較リレー方式で用いるリレー、通信設備については、当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。

また、154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は、原則として系統保護リレーを1系列、275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は、系統保護リレーを2系列設置していただきます。

□ 地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。

(イ) 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより、連系する系統の地絡事故を検出できる場合

(ロ) 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく、周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し、解列することができる場合

(ハ) 逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し、解列することができる場合

なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者、発電設備等を系統連系する需要者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。

必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

連系する系統と同じ方式の保護リレーは、当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式、方向比較リレー方式、回線選択リレー方式など）を設置していただきます。

なお、電流差動リレー方式、方向比較リレー方式で用いるリレー、通信設備については、当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。

また、154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は、原則として系統保護リレーを1系列、275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は、系統保護リレーを2系列設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ 逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧および位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ 逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

（4）事故波及防止対策

イ 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ロ 系統事故などの影響により、他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合、発電者に、転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。

（5）構内設備事故対策

構内設備事故対策として、80（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。

（6）事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。

遮断器：2 サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

50 再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は、以下のとおりです。

- (1) 66,000 ボルト以下の送電線：低速度三相再閉路方式
- (2) 154,000 ボルト送電線：高速度単相または多相再閉路方式、および中速度三相再閉路方式
- (3) 275,000 ボルト以上の送電線：高速度多相再閉路方式、および中速度三相再閉路方式

なお、再閉路方式の運用にあたっては、発電設備の回転軸強度などに支障がないようにしていただきます。

51 保護装置の設置場所

保護装置は、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

52 解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 受電用遮断器
- (2) 発電設備等出力端遮断器
- (3) 発電設備等連絡用遮断器
- (4) 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

なお、構内保護装置が動作した場合の解列箇所は、82（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。

53 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は、次のとおりとしていただきます。

- (1) 地絡過電圧リレー、地絡方向リレー、地絡検出用電流差動リレー、地絡検出用方向比較リレー、地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
- (2) 過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレー、逆電力リレーは1相設置すること。

- (3) 不足電力リレーは 2 相設置とすること。
- (4) 短絡方向リレー, 不足電圧リレー, 短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー, 短絡検出用電流差動リレー, 短絡検出用方向比較リレー, 短絡方向距離リレー, 短絡検出用回線選択リレー, 地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。

54 自動負荷制限・発電抑制

- (1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は, 自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
また, 系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合, または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には, 自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。
なお, この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。
ただし, 出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については, 充電を停止することにより, 出力変動緩和の機能を喪失することになるため, 本要件の適用範囲外とします。
- (2) あらかじめ当社が指定した送配電線 1 回線, 変圧器 1 台その他の電力設備の单一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「N-1 電制」といいます。）を実施することで, 運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合, N-1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「N-1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して, 当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して, N-1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合, 正当な理由がない限り, 発電場所への N-1 電制装置の設置およびその他 N-1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。

55 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には, 再閉路時の事故防止のために, 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし, 次のいずれかを満たす場合は, 線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

- (1) 逆潮流が無い場合であって, 電力系統との連系に係る保護リレー, 計器用変流器, 計器用変圧器, 遮断器および制御用電源配線が, 相互予備となるように 2 系列化されているとき。ただし, 次のいずれかにより簡素化を図ることができる。
 - イ 2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は, 不足電力リレーのみとすることができる。
 - ロ 計器用変流器は, 不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合, 1 系列

目と 2 系列目を兼用できる。

- ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

56 発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化、潮流制御のための機能

系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。

- イ PSS (Power System Stabilizer)

広域的な安定度維持が必要となる場合は、PSS の形式として複数入力 PSS ($\Delta P + \Delta \omega$ 形 PSS など) を指定させていただく場合があります。

- ロ 超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備等を除く。）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。

- イ ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

- ロ LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御) 機能

当社からの LFC 信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

- ハ 周波数変動補償機能

標準周波数 ± 0.2 ヘルツを超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないよう、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

- ニ EDC (Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御) 機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

- ホ 出力低下防止機能

100 メガワット以上の火力発電設備は、周波数 49.0 ヘルツまでは発電機出力を低下しない、周波数 49.0 ヘルツ以下については、1 ヘルツ低下するごとに 5 パーセント以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

機能・仕様等	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および 混焼バイオマス発電設備 ^{※6}
機能・仕様等	GF 調定率	5 パーセント以下	5 パーセント以下
	GF 幅 ^{※1}	5 パーセント以上 (定格出力基準)	3 パーセント以上 (定格出力基準)
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始, 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了	
	LFC 幅	±5 パーセント以上 (定格出力基準)	±5 パーセント以上 (定格出力基準)
	LFC 変化速度 ^{※2}	5 パーセント/分以上 (定格出力基準)	1 パーセント/分以上 (定格出力基準)
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始	60 秒以内に出力変化開始
	EDC 変化速度 ^{※2}	5 パーセント/分以上 (定格出力基準)	1 パーセント/分以上 (定格出力基準)
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始 ^{※7}	60 秒以内に出力変化開始 ^{※7}
	EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上 (定格出力基準)	1 パーセント/分以上 (定格出力基準)
	最低出力 ^{※3※4} (定格出力基準)	50 パーセント以下 DSS 機能具備 ^{※5}	30 パーセント以下

※1 GT および GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5 パーセント以上その他の発電機については定格出力の 3 パーセント以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス (BOG) 処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC 指令で制御可能な最低出力。

※5 日間起動停止運転 (DSS) は、発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能のこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7 記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

また、周波数調整機能に必要な受信信号 (EDC・LFC 指令値, EDC・LFC 運転指令, 運転可能出力帯 (バンド) 指令) を受信する機能および、必要な送信信号 (現在出力, 可能最大発電出力 [GT および GTCC のみ。], EDC・LFC 使用/除外, GF 使用/除外, 周波

数調整機能故障) を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力 (GTCC) 発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ 275,000 ボルト以上の系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 受電電圧が 154,000 ボルト以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記 (a) と同じ機能を具備していただくことがあります。

ハ 受電電圧が 500,000 ボルト以上の発電者の発電機には、送電電圧制御励磁装置 (PSVR) もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275,000 ボルト以下の発電者の発電機でも、系統電圧を適正に維持するために必要な場合は、PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。(なお、PSVR とは、昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で、Power System Voltage Regulator のことです。)

57 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は、昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を講じていただきます。

- (1) 154,000 ボルト以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。
- (2) 275,000 ボルト以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

58 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

59 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±1~2 パーセント以内を適正値とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（AVR）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±2 パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ 同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するもの用いること。

ハ 誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リクトル等を設置すること。

なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ 自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するもの用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正值（常時電圧の2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき、適正值を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル ($\Delta V10$) を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は、0.23 ボルト以下）に維持する。

(3) その他の対策

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策を実施していただきます。

60 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

- イ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。
なお、ウインドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議する。
- ロ 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと、また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。
- ハ 系統周波数が上昇し適正值を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、2~5パーセントの範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2ヘルツ以下とする。

61 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡・地絡電流を制限する装置（限流リクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

62 発電機定数・諸元

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量, 定格出力, 台数, 定格電圧
		最低出力
		所内負荷 (定格, 最低)
		力率 (定格, 運転可能範囲)
		運転可能周波数の範囲, 運転継続時間
		単線結線図, 系統並解列箇所
		発電プラントモデル (原動機の種類, 発電機の種類)
		電気所監視制御方式
構内設備		自家消費電力の最大値, 最小値
		総合負荷力率
		電動機容量 (高圧・低圧)
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
受電用変圧器, 連系用変圧器		定格 (定格容量, 定格電圧)
		インピーダンス (タップ電圧毎, 変圧器定格容量ベース)
		励磁特性曲線
		制御方式, 整定値
調相設備		定格容量, 台数
		制御方式, 整定値
アクセス線・構内線路		インピーダンス, アドミタンス
遮断器		定格 (遮断電流, 遮断時間)
		自動同期検定装置の有無
保護装置		設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比, VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
記録		電気現象記録装置

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス (飽和値, 不飽和値)
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数 (発電機+タービン)
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル, モデル構築に必要なプラント, 制御系の各種定数 (ボイラ, タービン, 水車等)
		並解列所要時間 (平常時, 事故時)
		ガバナ系ブロック (調定率, GF 幅, CV, ICV モデルを含む)
制御装置	制御装置	LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度 (出力毎)
		LFC 幅・変化速度 (出力毎)
		出力キープタイム (出力毎, 上げ下げ)
		励磁装置の形式 (直流・交流・サイリスタ・他)
		応答速度 (超速応励磁か否か)
		励磁系ブロック (AVR, PSS, PSVR)
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL, UEL ブロック
水力	発電プラント	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比 (kW/(m ³ /s))
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー, 型式
		単独運転検出方式, 整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値

電源種	設備	諸元
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウインドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励 磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

63 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては、短絡・地絡電流抑制対策、安定度維持対策、送電線保護リレー協調などの面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また、無電圧タップ切替器の仕様（タップ数、電圧値、調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

64 連絡体制

(1) 発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし、保安通信用電話設備は、33,000 ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

- イ 専用保安通信用電話設備
 - ロ 電気通信事業者の専用回線電話
 - ハ 次の条件を全て満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話
- (イ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設

備等の保守監視場所に常時設置されていること。

- (ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キヤッヂホン等）であること。
 - (ハ) 停電時においても通話可能なものであること。
 - (ニ) 災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には、当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。
また、保安規程上明記されていること。
- (2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりいたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器遮断器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器断路器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡遮断器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡断路器の開閉状態（設備構成による）
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの動作状態
テレメータ	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	電圧・無効電力の制御モード
	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
その他	引込口の有効電力量（送電、受電）
	代表風車地点の風向・風速※2
その他	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	連系用変圧器のタップ位置

※1 慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

- ※2 ナセルで計測する風向・風速
- ※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数。

65 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

66 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は、電気事業法にもとづき、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置すること。

V 需要者の系統連系技術要件（低圧）

67 力率の保持

- (1) 需要者は、需要場所において、電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は、原則として、90 パーセント以上、その他の機器を使用する供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。
- (2) 進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率となるないようにしていただきます。
なお、進相用コンデンサは、託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

68 保護装置の設置

需要者は、次の原因で他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがあるときには、必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。

- (1) 負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
- (2) 負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
- (3) 負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
- (4) 著しい高周波または高調波を発生する場合
- (5) その他 (1), (2), (3) または(4)に準ずる場合

69 その 他

需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は、原則として、II（発電者の系統連系技術要件（低圧））に準じていただきます。

なお、逆潮流がない場合は、逆変換装置を用いた発電設備以外であっても連系することができます。

VI 需要者の系統連系技術要件（高圧）

70 力率

供給地点における力率は、原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに、系統から見て進み力率とならないようにしていただきます。

71 高調波対策の実施

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件に従っていただきます。

(1) 対象となる負荷設備

イ 使用する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換容量に換算し、それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を供給地点毎に計算いたします。計算された等価容量が 50 キロボルトアンペアを超える場合、本要件の対象となります。なお、等価容量については、接続供給契約の申込み時に当社にその値を文書により通知していただきます。

ロ 上記イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア/相以下の電気・電子（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ 需要者が、上記イに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに本要件に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

(1)に該当した需要者は、系統に流出する高調波電流の算出を次のとおり実施していただきます。

イ 高調波流出電流は、高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ 高調波流出電流は、高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ 対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ 需要場所に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

需要場所から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数毎に下表に示す供給地点の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該供給地点の契約電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。この場合の「契約電力」は、供給地点における負荷設備の最大稼動時の電力をいいます。

(単位：ミアンペア/キロワット)

5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

需要者は、上記(2)の高調波流出電流が、上記(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。

72 保護協調の実施

需要者は、需要場所における負荷設備、構内設備または系統の事故時において、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り、次のとおり保護協調を実施していただきます。

- (1) 連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には、系統から負荷設備が遮断されないこと。
- (2) 需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には、これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため、負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

73 保護装置の設置

需要者は、負荷設備を系統に連系する場合は、系統の保護のため、需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。

74 保護装置の設置場所

保護装置は、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

75 遮断箇所

遮断箇所は、系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ、かつ、事故を除去できる箇所としていただきます。

76 電圧等の安定保持対策

次に示す原因等により、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には、速やかに協議の上、その防止対策を実施していただきます。

- (1) 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
- (2) 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

77 そ の 他

需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は、原則として、
III（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。

VII 需要者の系統連系技術要件（特別高圧）

78 力率

供給地点における力率は、原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに、系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。

79 保護協調の実施

需要者は、需要場所における連系用遮断器より構内側（以下、VII 需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において、事故の除去、事故範囲の局限化などを行なうために、負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り、次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお、発電設備を連系する場合には、上記に加え 48（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。

- (1) 連系された系統に事故が発生した場合で、系統保護方式に応じて必要なときには、当該系統から構内を遮断すること。
- (2) 構内に事故が発生した場合には、これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため、構内を当該系統から遮断すること。

80 保護装置の設置

需要者は、系統および構内の保護のため、次のとおり保護リレーを設置していただきます。

なお、発電設備を連系する場合には、上記に加え 49（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。

- (1) 154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で、系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには、原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。

なお、154,000 ボルトの系統へ連系する場合は、原則として系統保護リレーを 1 系列、275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は、系統保護リレーを 2 系列設置すること。

- (2) 構内の短絡および地絡事故時の保護のため、次により供給地点などに保護リレーを設置すること。

イ 構内の短絡事故時の保護のため、過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、短絡方向距離リレーを設置すること。

ロ 構内の地絡事故時の保護のため、275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また、154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。

なお、275,000 ボルト以上の系統に連系するときや、安定度上問題がある箇所について、母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。

81 保護装置の設置場所および設置相数

- (1) 保護装置は、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
- (2) 保護リレーの設置相数は、次のとおりとしていただきます。
 - イ 地絡方向リレー、地絡検出用電流差動リレー、地絡検出用方向比較リレー、地絡検出用回線選択リレー、地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。
 - ロ 周波数低下リレー、周波数上昇リレー、逆電力リレーは1相設置とすること。
 - ハ 不足電力リレー、過電流リレーは2相設置とすること。
 - ニ 短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー、短絡検出用電流差動リレー、短絡検出用方向比較リレー、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレー、地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

82 解列箇所

解列箇所は、保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し、事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。

また、発電設備を連系する場合には、上記に加え 52（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。

なお、母線保護リレー装置が動作した場合には、同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。

83 線路無電圧確認装置の設置

需要者が発電設備を連系する場合には、55（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。

84 電力品質対策の実施

負荷設備を電力系統へ連系することにより、電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると、電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し、過熱焼損、振動を与え、その正常動作に影響を及ぼす他、他者の電気工作物に支障を及ぼすため、適切な防止対策を実施していただきます。

(1) 電圧変動

電圧変動対策については、59（電圧変動）に準じていただきます。

(2) 高調波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

イ 対象となる負荷設備

- (イ) 対象となる需要者は、次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。
- a 22,000 ボルトまたは 33,000 ボルトの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 300 キロボルトアンペアを超える需要者
 - b 66,000 ボルト以上の系統から受電する需要者であって、等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアを超える需要者
- (ロ) 上記(イ)の等価容量を算出する場合に對象とする高調波発生機器は、300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。
- (ハ) 特定需要者が、上記(ロ)に該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、上記(ロ)に該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

ロ 高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

- (イ) 高調波流出電流は、高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。
- (ロ) 高調波流出電流は、高調波の次数毎に合計するものといたします。
- (ハ) 対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。
- (ニ) 特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

ハ 高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数毎に、次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ミアンペア/キロワット）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22 キロボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33 キロボルト	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66 キロボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154 キロボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275 キロボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

ニ 高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、上記ロの高調波流出電流が、上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

(3) 電圧フリッカ

人間の目は、光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため、電圧フリッカの大きさは、変動周期を全て 10 ヘルツに換算した ΔV_{10} を使用するものといたします。

電圧フリッカの許容上限値は、専用線で供給する場合はその供給変電所母線、一般線で供給する場合は供給地点で、以下のとおりといたします。

ΔV_{10} メーターで 4 番目最大 0.45 ボルト

(4) 電圧不平衡

電圧不平衡率の許容上限値は、受電地点で 3 パーセントとするものといたします。

(5) 周波数の安定保持

負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、速やかに協議の上、その防止対策を実施していただきます。

85 保安通信電話の設置

需要者と当社給電指令機関との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。

86 給電情報伝送装置の設置

系統運用上必要な情報を確実に収集するために、原則として、次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。

(1) スーパービジョン

連系用遮断器、連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態

(2) テレメータ

引込口の有効電力量

添 付 書 類

1 電気事業法施行規則第十七条の三第一項の規定により提出した書類の写し

- (1) 電気事業法施行規則様式第 15 の 2
 - ・託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書
- (2) 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令様式第 1 から 2
 - (様式第 1)
 - ・第 1 表 収入の見通し総括表
 - (様式第 2)
 - ・第 1 表 第 1 区分費用明細表
 - ・第 2 表 第 2 区分費用明細表
 - ・第 3 表 第 3 区分費用明細表
 - ・第 4 表 離島等供給に係る費用明細表
 - ・第 5 表 離島等供給に係る収益明細表
 - ・第 6 表 制御不能費用明細表
 - ・第 7 表 事後検証費用明細表
 - ・第 8 表 次世代投資費用明細表
 - ・第 9 表 事業報酬明細表
 - ・第 10 表 追加事業報酬明細表
 - ・第 11 表 追加事業報酬対象額明細表
 - ・第 12 表 控除収益明細表

2 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

- (様式第 3) 7 部門整理表
- (様式第 4) 送配電関連費整理表
- (様式第 5) 送配電関連費明細表
- (様式第 6) 送配電関連需要明細表
- (様式第 7) 送配電関連費三需要種別計算表
- (様式第 8) 送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表

3 工事費負担金説明書

1 電気事業法施行規則第十七条の三第一項の規定により提出した書類の
写し

- (1) 電気事業法施行規則様式第 15 の 2
・託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書

様式第 15 の 2 (第 17 条の 3 関係)

託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書

令和 4 年 1 月 8 日

経済産業大臣

西村 康稔 殿

宮城県仙台市青葉区本町一丁目 7 番 1 号
東北電力ネットワーク株式会社
取締役社長 坂本光弘

電気事業法第 17 条の 2 第 1 項の規定により、収入の見通しの承認を受けたいので申請します。

(2) 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令
様式第1から2

(様式第1)

- ・第1表 収入の見通し総括表
- (様式第2)
 - ・第1表 第1区分費用明細表
 - ・第2表 第2区分費用明細表
 - ・第3表 第3区分費用明細表
 - ・第4表 離島等供給に係る費用明細表
 - ・第5表 離島等供給に係る収益明細表
 - ・第6表 制御不能費用明細表
 - ・第7表 事後検証費用明細表
 - ・第8表 次世代投資費用明細表
 - ・第9表 事業報酬明細表
 - ・第10表 追加事業報酬明細表
 - ・第11表 追加事業報酬対象額明細表
 - ・第12表 控除収益明細表

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

(単位：千円)

	2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	118,751	118,751	118,751	118,751	118,751	593,755	118,751	
給料手当	56,592,460	56,136,674	55,705,366	55,275,520	55,053,188	278,763,208	55,752,642	
給料手当振替額（貸方）	▲ 670,059	▲ 664,682	▲ 659,588	▲ 654,513	▲ 651,893	▲ 3,300,735	▲ 660,147	▲表示で記載
退職給金	2,966,676	2,710,778	2,556,619	2,482,038	2,334,714	13,050,825	2,610,165	
厚生費	10,495,325	10,380,003	10,341,620	10,270,745	10,240,769	51,728,462	10,345,692	
委託検針費	1,990,066	221,461	221,461	221,461	221,461	2,875,910	575,182	
委託集金費	-	-	-	-	-	-	-	
雑給	514,367	479,391	470,434	469,446	469,446	2,403,084	480,617	
(人件費計)	(72,007,586)	(69,382,376)	(68,754,663)	(68,183,448)	(67,786,436)	(346,114,509)	(69,222,902)	
修繕費	7,341,517	7,551,846	7,243,626	7,677,653	7,603,697	37,418,339	7,483,668	
研究費	2,386,308	2,347,111	2,239,473	2,850,676	2,293,626	12,117,194	2,423,439	
消耗品費	1,237,015	1,371,334	1,075,762	1,374,887	1,063,962	6,122,960	1,224,592	
損害保険料	76,805	76,805	77,440	78,212	78,212	387,474	77,495	
養成費	774,627	774,488	774,513	774,437	775,212	3,873,277	774,655	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 118,831	▲ 169,188	▲ 188,144	▲ 176,796	▲ 100,422	▲ 753,381	▲ 150,676	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
委託費	23,750,708	23,214,893	23,537,834	22,373,234	22,158,268	115,034,937	23,006,987	
普及開発関係費	13,703	13,703	13,703	13,703	68,515	13,703		
諸費	16,300,116	15,830,968	15,677,176	16,300,865	15,797,383	79,906,508	15,981,302	
電気事業雑収益	▲ 3,307,272	▲ 3,336,173	▲ 3,152,781	▲ 3,038,844	▲ 2,866,565	▲ 15,701,635	▲ 3,140,327	▲表示で記載
第1区分分費用計	120,462,282	117,058,163	116,053,265	116,411,475	114,603,512	584,588,697	116,917,739	
修繕費	47,885,977	43,248,019	42,651,626	42,443,709	41,688,426	217,917,757	43,583,551	
委託費	-	-	1,081,926	843,080	838,779	2,763,785	552,757	
諸費	2,244	2,211	2,180	2,149	1,943	10,727	2,145	
減価償却費	3,179,744	10,400,765	17,813,101	24,858,386	31,852,923	88,104,919	17,620,984	
固定資産税	-	1,328,963	2,813,049	4,214,363	5,674,584	14,030,959	2,806,192	
第2区分分費用計	51,067,965	54,979,958	64,361,882	72,361,687	80,056,655	322,828,147	64,565,629	
次世代投資費用	638,140	2,490,656	8,361,658	13,460,789	14,585,955	39,537,198	7,907,440	
修繕費	48,079,971	47,780,209	47,983,309	46,336,224	45,763,989	235,943,702	47,188,740	
委託費	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990	
固定資産除却費	19,692,950	18,440,866	17,098,433	16,594,080	16,352,047	88,178,376	17,635,675	
賃借料	12,181,143	12,196,660	12,045,016	11,984,820	11,919,820	60,327,459	12,065,492	
託送料	956,811	956,090	955,451	954,884	954,383	4,777,619	955,524	
共有設備費等分担額	26,170	36,593	21,069	19,592	19,157	122,581	24,516	
共有設備費等分担額（貸方）	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他社購入送電費	-	-	-	-	-	-	-	
地帶間購入送電費	42,182	42,182	42,182	42,182	42,182	210,910	42,182	
一般送配電事業等に係る電力料	762,263	756,360	752,540	748,720	746,941	3,766,824	753,365	
需給調整整市場手数料	61,564	61,564	61,564	61,564	61,564	307,820	61,564	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 1,724	▲ 4,934	▲ 4,948	▲ 4,182	▲ 6,254	▲ 22,042	▲ 4,408	▲表示で記載

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

(単位：千円)

	2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
開発費	-	-	-	-	-	-	-	
株式交付費	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費	-	-	-	-	-	-	-	
開発費償却	-	-	-	-	-	-	-	
株式交付費償却	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費償却	-	-	-	-	-	-	-	
廃炉等負担金	-	-	-	-	-	-	-	
離島等供給に係る費用	※17 12,469,605	12,016,347	12,316,902	12,342,057	12,982,193	62,127,104	12,425,421	
離島等供給に係る収益	※18 ▲ 5,274,700	▲ 5,239,485	▲ 5,208,231	▲ 5,190,916	▲ 5,153,917	▲ 26,067,249	▲ 5,213,450	▲表示で記載
第3区分費用計	89,012,026	87,063,113	86,080,889	83,903,500	83,703,526	429,763,054	85,952,611	
地帶間販売送電料	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 50,680	▲ 10,136	▲表示で記載
地帶間販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他社販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他社販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
託送収益	※19 ▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,364,656	▲ 5,604,352	▲ 1,120,870	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 49,431,285	▲ 9,886,257	▲表示で記載
電気事業雑収益	※20 ▲ 15,987,301	▲ 16,058,383	▲ 16,156,723	▲ 16,258,584	▲ 17,322,149	▲ 81,783,140	▲ 16,356,628	▲表示で記載
預金利息	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 225	▲ 45	▲表示で記載
控除収益計	▲ 26,943,663	▲ 27,014,745	▲ 27,113,085	▲ 27,214,946	▲ 28,583,243	▲ 136,869,682	▲ 27,373,936	
減価償却費	※21 78,044,688	81,078,590	76,582,969	71,634,250	67,237,811	374,578,308	74,915,662	
退職給与金	※22 ▲ 2,266,098	1,101,691	-	-	-	▲ 1,164,407	▲ 232,881	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	-	67,000	67,000	67,000	-	201,000	40,200	
賃借料	※23 9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	49,714,540	9,942,908	
諸費用	※24 1,389,019	1,391,045	2,920,859	2,745,198	3,122,470	11,568,591	2,313,718	
貸倒損	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	468,903	468,903	468,903	468,903	468,903	2,344,515	468,903	
インバランスマ支過不足額	※25 ▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 17,122,915	▲ 3,424,583	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	29,207,000	29,023,000	28,916,000	28,806,000	28,774,000	144,726,000	28,945,200	
事業業税	5,744,433	5,990,481	5,997,198	6,145,679	6,176,780	30,054,571	6,010,914	
雑税	484,177	484,177	484,177	484,177	484,177	2,420,885	484,177	
法人人税等	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	68,251,955	13,650,391	
賠償負担金相当金	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	17,807,545	3,561,509	
廃炉円滑化負担金相当金	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	31,967,885	6,393,577	
固定資産税	※26 22,227,939	21,628,213	20,318,036	19,033,446	17,816,058	101,023,692	20,204,738	
調整力の確保に要する費用	※27 1,498,905	12,933,062	4,759,091	10,351,558	10,318,661	39,861,277	7,972,255	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用	※28	-	-	-	-	-	-	
制御不能費用計	166,953,949	184,321,145	170,669,216	169,891,194	164,553,844	856,389,348	171,277,870	

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

	2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
託 送 料 ※29	1,644,331	1,644,544	1,551,697	1,583,507	1,678,158	8,102,237	1,620,447	
補 償 費	252,849	252,849	252,849	252,849	252,849	1,264,245	252,849	
事 業 者 間 精 算 費	561,486	561,486	561,486	561,486	561,486	2,807,430	561,486	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	309,395	309,395	309,395	309,395	309,395	1,546,975	309,395	
調整力の確保に要する費用 ※31	25,594,029	29,257,231	32,188,863	29,282,794	29,274,235	145,597,152	29,119,430	
発電抑制に要する費用 ※32	9,290	14,130	18,960	24,160	24,160	90,700	18,140	
事 後 檢 証 費 用	28,371,380	32,039,635	34,883,250	32,014,191	32,100,283	159,408,739	31,881,748	
事 業 報 酬	25,711,799	26,578,787	27,458,584	28,102,259	28,698,773	136,550,202	27,310,040	
追 加 事 業 報 酉	163,800	260,749	394,831	547,702	760,157	2,127,239	425,448	
取 入 の 見 通 し 計	455,437,678	477,777,461	481,150,490	489,477,851	490,479,462	2,394,322,942	478,864,588	

（記載注意）

- ※1：第6条に規定するものを除く。
- ※2：送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
- ※3：第4条及び第5条に規定するものを除く。
- ※4：第4条及び第6条に規定するものを除く。
- ※5：会計規則附則第4項に規定する吸収分割承継会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
- ※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
- ※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
- ※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
- ※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第6項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第6項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
- ※11：第3条及び第4条に規定するものを除く。
- ※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
- ※13：第6条に規定するものを除く。
- ※14：第7条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
- ※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
- ※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
- ※17：送配電等業務に係る費用及び第9条に規定するものを除く。
- ※18：送配電等業務に係る収益を除く。
- ※19：接続供給送収益及び電源線に係る収益を除く。
- ※20：第3条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
- ※21：規制期間初年度の前年度3月31日時点での貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※22：規制期間初年度の前々年度3月31日時点での発生している数理計算上の差異に対する償却額に限り。
- ※23：道路占用料、水面使用料、隙間料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国とのガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
- ※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限り。
- ※25：電気事業託送供給等収支計算規則第2条第1項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
- ※26：規制期間初年度の前年度3月31日時点での貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限り。
- ※27：法第28条の40第1項第5号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）その発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備等の調達に係る費用、電気の電圧の維持の用に供するための発電設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
- ※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するに要する費用をいう。
- ※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
- ※30：災害等扶助交付金を含む。
- ※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行なうに要する費用（第五条及び第六条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第2条第5項に規定する認定発電設備（同条第3項第1号に掲げる太陽光及び同項第2号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行なうための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行なう時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するに要する費用等をいう。
- ※32：送配電線1回線、変圧器1台又は発電機1台その他の電力設備の单一故障の発生時に保護遮断器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第2（第3条から第11条まで関係）

第1表

第1区分費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与	343,197	304,112	293,550	225,138	200,817	1,366,816	273,363	118,751	118,751	118,751	118,751	118,751	593,755	118,751	
給料手当	58,534,259	60,118,866	61,675,021	58,923,070	57,900,071	297,151,290	59,430,258	56,592,460	56,136,674	55,705,366	55,275,520	55,053,188	278,763,208	55,752,642	
給料手当振替額（貸方）	▲ 809,842	▲ 754,670	▲ 683,425	▲ 650,216	▲ 666,254	▲ 3,564,409	▲ 712,882	▲ 670,059	▲ 664,682	▲ 659,588	▲ 654,513	▲ 651,893	▲ 3,300,735	▲ 660,147	▲表示で記載
退職給与金※1	3,508,818	3,476,611	3,553,775	4,096,387	3,252,014	17,887,607	3,577,521	2,966,676	2,710,778	2,556,619	2,482,038	2,334,714	13,050,825	2,610,165	
厚生費	11,536,260	12,086,610	12,035,294	11,091,452	11,253,119	58,002,737	11,600,547	10,495,325	10,380,003	10,341,620	10,270,745	10,240,769	51,728,462	10,345,692	
委託検針費	3,112,306	3,151,028	2,730,085	2,662,401	2,307,678	13,963,499	2,792,700	1,990,066	221,461	221,461	221,461	221,461	2,875,910	575,182	
委託集金費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
雑給	2,161,355	2,534,016	2,323,354	1,397,004	869,759	9,285,490	1,857,098	514,367	479,391	470,434	469,446	469,446	2,403,084	480,617	
修繕費※2	7,512,211	6,593,414	6,180,940	7,076,881	7,313,682	34,677,129	6,935,426	7,341,517	7,551,846	7,243,626	7,677,653	7,603,697	37,418,339	7,483,668	
研究費	2,785,072	2,740,423	2,560,321	1,810,740	1,968,503	11,865,060	2,373,012	2,386,308	2,347,111	2,239,473	2,850,676	2,293,626	12,117,194	2,423,439	
消耗品費	1,972,704	2,159,119	1,854,712	1,822,191	1,253,832	9,062,561	1,812,512	1,237,015	1,371,334	1,075,762	1,374,887	1,063,962	6,122,960	1,224,592	
損害保険料	41,096	36,276	42,976	70,366	73,344	264,059	52,812	76,805	76,805	77,440	78,212	78,212	387,474	77,495	
養成費	722,619	717,530	722,224	557,086	616,002	3,335,463	667,093	774,627	774,488	774,513	774,437	775,212	3,873,277	774,655	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 52,923	▲ 12,321	▲ 26,565	▲ 31,380	▲ 12,662	▲ 135,852	▲ 27,170	▲ 118,831	▲ 169,188	▲ 188,144	▲ 176,796	▲ 100,422	▲ 753,381	▲ 150,676	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 20,197	▲ 18,530	▲ 18,700	-	-	▲ 57,429	▲ 11,486	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
委託費※3	19,773,388	18,111,670	19,303,966	19,464,717	20,159,554	96,813,296	19,362,659	23,750,708	23,214,893	23,537,834	22,373,234	22,158,268	115,034,937	23,006,987	
普及開発関係費	4,757	4,597	4,977	5,238	4,359	23,930	4,786	13,703	13,703	13,703	13,703	13,703	68,515	13,703	
諸費※4	6,391,521	6,984,302	8,029,952	15,089,680	14,807,464	51,302,922	10,260,584	16,300,116	15,830,968	15,677,176	16,300,865	15,797,383	79,906,508	15,981,302	
電気事業雑収益※5	-	-	-	▲ 4,044,058	▲ 3,763,396	▲ 7,807,454	▲ 1,561,491	▲ 3,307,272	▲ 3,336,173	▲ 3,152,781	▲ 3,038,844	▲ 2,866,565	▲ 15,701,635	▲ 3,140,327	▲表示で記載
第1区分費用計	117,516,605	118,233,058	120,582,462	119,566,701	117,537,892	593,436,721	118,687,344	120,462,282	117,058,163	116,053,265	116,411,475	114,603,512	584,588,697	116,917,739	

(記載注意)

※1: 第6条に規定するものを除く。

※2: 送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。

※3: 第4条及び第5条に規定するものを除く。

※4: 第4条及び第6条に規定するものを除く。

※5: 会計規則附則第4項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

『項目別明細表』

(1) 第3条第3項関係

[役員給与]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
社内取締役報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社外取締役報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社内監査役報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社外監査役報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	343,197	304,112	293,550	225,138	200,817	1,366,816	273,363	118,751	118,751	118,751	118,751	118,751	593,755	118,751	
社内取締役	役員数(人)	8	7	6	5	31	6	5	5	5	5	5	25	5	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社外取締役	役員数(人)	1	1	2	-	-	4	1	-	-	-	-	-	-	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社内監査役	役員数(人)	1	1	1	1	1	5	1	1	1	1	1	1	5	1
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社外監査役	役員数(人)	2	2	2	-	-	6	1	-	-	-	-	-	-	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

[給料手当]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
基準賃金	37,757,878	38,465,276	39,000,145	37,628,346	37,096,658	189,948,305	37,989,661	35,750,148	35,380,020	35,089,516	34,707,256	34,401,533	175,328,473	35,065,695	
基準外賃金	7,651,846	7,626,440	7,767,016	8,141,465	8,021,831	39,208,599	7,841,720	8,173,056	8,041,926	7,973,582	7,847,687	7,764,660	39,800,911	7,960,182	
諸給与金	14,271,878	15,163,174	15,890,538	15,252,501	14,989,406	75,567,499	15,113,500	14,396,422	14,306,872	14,069,824	13,888,176	13,804,511	70,465,805	14,093,161	
控除口(貸方)	▲ 1,841,905	▲ 1,963,235	▲ 1,930,784	▲ 3,238,036	▲ 3,529,698	▲ 12,503,661	▲ 2,500,732	▲ 3,389,251	▲ 3,402,556	▲ 3,367,194	▲ 3,332,488	▲ 3,316,817	▲ 16,808,306	▲ 3,361,661	
附帯事業振替額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
再雇用者給与	694,562	827,210	948,106	1,138,794	1,321,874	4,930,547	986,109	1,662,085	1,810,412	1,939,638	2,164,889	2,399,301	9,976,325	1,995,265	
合計	58,534,259	60,118,866	61,675,021	58,923,070	57,900,071	297,151,290	59,430,258	56,592,460	56,136,674	55,705,366	55,275,520	55,053,188	278,763,208	55,752,642	
平均経費人員(人)	7,000	7,107	7,189	6,998	6,805	35,099	7,020	6,662	6,590	6,532	6,461	6,398	32,643	6,529	
平均基準賃金(千円/月)	449	451	452	448	454	2,255	451	447	447	448	448	448	2,238	448	

[退職給与金]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
引当金増加額	▲ 4,408,339	▲ 4,325,530	▲ 3,967,222	▲ 2,019,150	▲ 4,675,453	▲ 19,395,695	▲ 3,879,139	▲ 5,203,016	▲ 3,534,827	▲ 4,293,842	▲ 4,174,068	▲ 4,443,591	▲ 21,649,344	▲ 4,329,869	
実払額	4,988,979	4,806,554	4,459,491	3,765,317	3,924,237	21,944,580	4,388,916	4,193,159	3,845,753	4,500,187	4,353,842	4,531,890	21,424,831	4,284,966	
年金保険料	2,928,179	2,995,587	3,061,506	2,350,220	4,003,229	15,338,723	3,067,745	3,976,533	2,399,852	2,350,274	2,302,264	2,246,415	13,275,338	2,655,068	
合計	3,508,818	3,476,611	3,553,775	4,096,387	3,252,014	17,887,607	3,577,521	2,966,676	2,710,778	2,556,619	2,482,038	2,334,714	13,050,825	2,610,165	

[厚生費]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
法定厚生費	健康保険料	3,259,685	3,386,426	3,395,276	2,920,822	2,981,401	15,943,613	3,188,723	2,662,664	2,622,197	2,604,744	2,575,902	2,555,481	13,020,988	2,604,198	
	介護保険料	298,673	342,776	366,835	378,218	383,393	1,769,898	353,980	289,671	285,242	283,360	280,186	277,934	1,416,393	283,279	
	労災保険料	135,897	137,545	132,869	129,659	119,845	655,817	131,163	135,810	135,459	132,890	132,287	130,058	666,504	133,301	
	雇用保険料	359,700	369,971	371,529	411,271	297,194	1,809,667	361,933	402,391	401,395	393,705	391,932	385,258	1,974,681	394,936	
	厚生年金保険料	5,000,161	5,168,718	5,223,317	4,908,522	5,027,218	25,327,938	5,065,588	4,492,208	4,423,958	4,394,361	4,345,757	4,311,365	21,967,649	4,393,530	
	労災補償費	▲ 346	3,988	1,805	11,535	11,703	28,686	5,737	840	830	827	822	819	4,138	828	
	健康診断費	96,904	94,033	95,199	83,629	82,822	452,590	90,518	94,353	94,250	93,902	93,772	93,498	469,775	93,955	
	子ども・子育て拠出金	125,975	170,662	195,453	193,102	197,829	883,024	176,605	176,741	174,073	172,912	171,008	169,587	864,321	172,864	
	その他	112,247	138,754	160,069	175,023	203,681	789,776	157,955	250,104	270,295	290,393	323,426	360,680	1,494,898	298,980	
	計	9,388,901	9,812,877	9,942,356	9,211,783	9,305,091	47,661,010	9,532,202	8,504,782	8,407,699	8,367,094	8,315,092	8,284,680	41,879,347	8,375,869	
一般厚生費	安全管理費	61,603	48,588	54,760	52,240	61,892	279,085	55,817	71,158	59,789	70,944	59,776	69,944	331,611	66,322	
	衛生管理費	107,171	107,449	109,280	98,713	92,838	515,454	103,091	114,189	114,076	113,861	113,903	113,877	569,906	113,981	
	福利事業費	576,351	604,330	625,353	423,471	461,377	2,690,885	538,177	460,850	456,824	450,998	445,031	438,715	2,252,418	450,484	
	厚生施設運営費	1,043,916	1,152,820	900,119	1,008,656	1,043,501	5,149,015	1,029,803	1,041,556	1,041,633	1,041,711	1,041,659	1,041,691	5,208,250	1,041,650	
	文化体育費	2,884	3,505	3,129	998	4,051	14,567	2,913	4,198	4,152	4,137	4,211	4,199	20,897	4,179	
	慶弔費	62,872	62,004	89,783	62,888	54,915	332,463	66,493	53,841	52,938	51,915	52,073	51,101	261,868	52,374	
	その他	292,558	295,034	310,509	232,698	229,450	1,360,254	272,051	244,751	242,892	240,960	239,000	236,562	1,204,165	240,833	
	計	2,147,359	2,273,733	2,092,933	1,879,668	1,948,027	10,341,726	2,068,345	1,990,543	1,972,304	1,974,526	1,955,653	1,956,089	9,849,115	1,969,823	
合計		11,536,260	12,086,610	12,035,294	11,091,452	11,253,119	58,002,737	11,600,547	10,495,325	10,380,003	10,341,620	10,270,745	10,240,769	51,728,462	10,345,692	

[雑給]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
嘱託給	一般嘱託	226,293	275,929	265,815	9,611	12,811	790,460	158,092	25,003	25,000	24,999	25,003	25,003	125,008	25,002	
	その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	計	226,293	275,929	265,815	9,611	12,811	790,460	158,092	25,003	25,000	24,999	25,003	25,003	125,008	25,002	
嘱託員平均人員（人）		12	13	15	2	2	44	9	3	3	3	3	3	15	3	
臨時用給		197,158	181,131	173,717	223,744	256,353	1,032,104	206,421	295,658	268,210	268,209	268,209	268,209	1,368,495	273,699	
その他		1,737,902	2,076,955	1,883,821	1,163,648	600,595	7,462,924	1,492,585	193,706	186,181	177,226	176,234	176,234	909,581	181,916	
合計		2,161,355	2,534,016	2,323,354	1,397,004	869,759	9,285,490	1,857,098	514,367	479,391	470,434	469,446	469,446	2,403,084	480,617	

[研究費]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
社内研究費	送電研究費	49,882	43,517	42,958	25,885	30,867	193,111	38,622	30,160	25,560	25,060	25,060	25,060	130,900	26,180	
	変電研究費	9,252	5,593	5,408	555	4,932	25,741	5,148	13,500	17,000	17,000	17,000	17,000	81,500	16,300	
	配電研究費	83,475	87,304	73,630	27,414	18,642	290,466	58,093	61,836	61,996	61,516	61,514	61,086	307,948	61,590	
	その他	219,543	202,938	179,179	4,485	18,874	625,020	125,004	17,041	18,949	16,961	17,010	16,960	86,921	17,384	
	計	362,153	339,353	301,176	58,340	73,315	1,134,339	226,868	122,537	123,505	120,537	120,584	120,106	607,269	121,454	
委託研究費	送電研究費	178,916	186,166	201,935	218,220	244,083	1,029,322	205,864	361,645	321,135	231,185	231,185	231,185	1,376,335	275,267	
	変電研究費	76,333	83,421	91,804	93,411	115,151	460,123	92,025	96,000	101,000	101,000	101,000	101,000	500,000	100,000	
	配電研究費	507,232	429,400	474,475	468,276	516,325	2,395,711	479,142	633,464	635,804	628,784	629,786	639,214	3,167,052	633,410	
	電中研分担金	1,018,909	1,051,677	837,883	780,067	799,074	4,487,611	897,522	897,522	897,522	897,522	897,522	897,522	4,487,610	897,522	
	その他	641,526	650,403	653,045	192,424	220,551	2,357,952	471,590	275,140	268,145	260,445	260,445	260,445	304,599	1,978,928	395,786
	計	2,422,918	2,401,069	2,259,144	1,752,399	1,895,187	10,730,721	2,146,144	2,263,771	2,223,606	2,118,936	2,730,092	2,173,520	11,509,925	2,301,985	
合計		2,785,072	2,740,423	2,560,321	1,810,740	1,968,503	11,865,060	2,373,012	2,386,308	2,347,111	2,239,473	2,850,676	2,293,626	12,117,194	2,423,439	

[養成費]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
研修施設運営費	113,600	113,950	112,656	184,696	187,152	712,056	142,411	169,236	169,410	169,544	169,544	169,867	847,601	169,520	
その他	609,019	603,580	609,568	372,389	428,849	2,623,407	524,681	605,391	605,078	604,969	604,893	605,345	3,025,676	605,135	
合計	722,619	717,530	722,224	557,086	616,002	3,335,463	667,093	774,627	774,488	774,513	774,437	775,212	3,873,277	774,655	

[委託費]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
機械計算委託費	5,946,791	4,332,260	5,001,620	2,298,077	2,457,929	20,036,679	4,007,336	3,949,900	4,093,684	4,506,187	3,331,246	3,295,234	19,176,251	3,835,250		
技術計算委託費	289,436	283,842	300,275	189,580	227,477	1,290,613	258,123	276,286	238,477	226,953	215,734	191,826	1,149,276	229,855		
電気料金収納手数料	-	-	-	9,004	10,475	19,479	3,896	10,710	10,710	10,710	10,710	10,710	53,550	10,710		
支払事務委託費	51,214	50,388	57,792	20,317	19,996	199,708	39,942	20,454	20,343	20,271	20,198	20,124	101,390	20,278		
調査測量委託費	3,997,396	3,557,739	3,402,267	3,663,051	3,274,181	17,894,636	3,578,927	3,466,743	3,409,145	3,372,749	3,383,753	3,374,281	17,006,671	3,401,334		
株式事務委託費	144,578	149,981	153,687	-	-	448,248	89,650	-	-	-	-	-	-	-		
社債事務委託費	15,367	15,267	16,649	-	-	47,284	9,457	-	-	-	-	-	-	-		
委託運転費	612,028	672,003	708,847	714,762	708,566	3,416,207	683,241	710,894	706,912	710,438	706,683	710,580	3,545,507	709,101		
計器受扱業務委託費	815,689	735,334	723,781	768,584	740,731	3,784,121	756,824	790,769	790,769	790,769	790,769	790,769	789,867	3,952,943	790,589	
コンサルティング委託費	1,015,575	930,716	952,390	446,790	1,145,666	4,491,138	898,228	529,707	376,566	289,233	277,728	277,629	1,750,863	350,173		
雑件	6,885,310	7,384,136	7,986,653	11,354,547	11,574,529	45,185,177	9,037,035	13,995,245	13,568,287	13,610,524	13,636,413	13,488,017	68,298,486	13,659,697		
合計	19,773,388	18,111,670	19,303,966	19,464,717	20,159,554	96,813,296	19,362,659	23,750,708	23,214,893	23,537,834	22,373,234	22,158,268	115,034,937	23,006,987		

[普及開発関係費]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
停電周知費用	4,757	4,597	4,977	5,238	4,359	23,930	4,786	5,961	5,961	5,961	5,961	5,961	29,805	5,961	
公衆感電防止PR費用	-	-	-	-	-	-	-	7,742	7,742	7,742	7,742	7,742	38,710	7,742	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	4,757	4,597	4,977	5,238	4,359	23,930	4,786	13,703	13,703	13,703	13,703	13,703	68,515	13,703	

[諸費]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	2,311,370	3,193,592	3,726,376	2,676,144	2,419,056	14,326,539	2,865,308	2,843,376	2,618,946	2,616,992	2,694,116	2,626,903	13,400,333	2,680,067	
旅費	1,683,387	1,641,793	1,593,869	1,178,995	1,154,186	7,252,232	1,450,446	1,202,874	1,202,874	1,202,874	1,202,874	1,202,874	6,014,370	1,202,874	
団体費	49,651	51,932	52,898	48,471	48,490	251,444	50,289	48,627	48,627	48,627	48,627	48,627	243,135	48,627	
その他	2,347,112	2,096,983	2,656,808	11,186,069	11,185,731	29,472,706	5,894,541	12,205,239	11,960,521	11,808,683	12,355,248	11,918,979	60,248,670	12,049,734	
合計	6,391,521	6,984,302	8,029,952	15,089,680	14,807,464	51,302,922	10,260,584	16,300,116	15,830,968	15,677,176	16,300,865	15,797,383	79,906,508	15,981,302	

第2表

第2区分費用明細表

(単位:千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参考期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
連系線・基幹系統	減価償却費※1	-	-	-	-	-	-	-	258,498	736,258	1,214,894	2,252,137	3,924,909	8,386,696	1,677,339		
	固定資産税※2	-	-	-	-	-	-	-	-	196,134	298,338	558,450	813,362	1,866,284	373,257		
	計	-	-	-	-	-	-	-	258,498	932,392	1,513,232	2,810,587	4,738,271	10,252,980	2,050,596		
ローカル系統	減価償却費※3	-	-	-	-	-	-	-	757,033	2,391,215	4,142,396	5,603,667	6,977,134	19,871,445	3,974,289		
	固定資産税※4	-	-	-	-	-	-	-	-	460,288	1,153,480	1,691,303	2,265,277	5,570,348	1,114,070		
	計	-	-	-	-	-	-	-	757,033	2,851,503	5,295,876	7,294,970	9,242,411	25,441,793	5,088,359		
配電系統	修繕費※5	53,986,685	52,516,991	46,407,145	42,127,943	40,447,092	235,485,857	47,097,171	47,885,977	43,248,019	42,651,626	42,443,709	41,688,426	217,917,757	43,583,551		
	減価償却費※6	-	-	-	-	-	-	-	728,498	2,126,875	3,455,319	4,763,204	6,053,000	17,126,896	3,425,379		
	固定資産税※7	-	-	-	-	-	-	-	-	569,213	1,082,833	1,567,174	2,023,312	5,242,532	1,048,506		
	計	53,986,685	52,516,991	46,407,145	42,127,943	40,447,092	235,485,857	47,097,171	48,614,475	45,944,107	47,189,778	48,774,087	49,764,738	240,287,185	48,057,437		
その他の投資	修繕費※8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	委託費※9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,081,926	843,080	838,779	2,763,785	552,757
	諸費用※10	-	-	-	-	-	-	-	2,244	2,211	2,180	2,149	1,943	10,727	2,145		
	減価償却費※11	-	-	-	-	-	-	-	1,435,715	5,146,417	9,000,492	12,239,378	14,897,880	42,719,882	8,543,976		
	固定資産税※12	-	-	-	-	-	-	-	-	103,328	278,398	397,436	572,633	1,351,795	270,359		
計		-	-	-	-	-	-	-	1,437,959	5,251,956	10,362,996	13,482,043	16,311,235	46,846,189	9,369,238		
第2区分費用計		53,986,685	52,516,991	46,407,145	42,127,943	40,447,092	235,485,857	47,097,171	51,067,965	54,979,958	64,361,882	72,361,687	80,056,655	322,828,147	64,565,629		

(記載注意)

※1: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(連系線及び基幹系統に係る送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。)に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(連系線及び基幹系統に係る送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。)に対する税額に限り。

※3: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(ローカル系統に係る送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。)に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※4: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(ローカル系統に係る送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。)に対する税額に限り。

※5: 取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限り。

※6: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(配電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。)に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※7: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(配電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。)に対する税額に限り。

※8: 取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限り。

※9: 一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限り。

※10: 一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限り。

※11: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電設備を除く。)に対する減価償却費に限り。

※12: 規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産(送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電設備を除く。)に対する税額に限り。

《項目別明細表》

(1) 第4条第3項から第5項まで関係

[設備投資(竣工額)]

(単位:千円)

			2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考														
								5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均															
拡充投資	連系幹線系統	送電設備	12,905,501	1,671,457	3,456,969	-	-	18,033,928	3,606,786	1,843,834	2,347,598	13,109,110	11,515,526	106,646,771	135,462,839	27,092,568															
		変電設備	5,156,763	6,004,385	4,570,628	756,284	1,018,144	17,506,205	3,501,241	599,385	1,970,493	4,673,275	3,216,131	8,937,607	19,396,891	3,879,378															
		計	18,062,264	7,675,843	8,027,597	756,284	1,018,144	35,540,134	7,108,027	2,443,219	4,318,091	17,782,385	14,731,657	115,584,378	154,859,730	30,971,946															
		送電設備	13,128,546	9,395,087	15,822,552	19,605,528	22,943,429	80,895,144	16,179,029	11,817,709	19,984,530	8,844,984	16,497,606	17,468,487	74,613,316	14,922,663															
		変電設備	5,674,213	4,756,884	2,976,801	4,195,545	4,457,732	22,061,178	4,412,236	4,279,968	4,777,444	2,514,871	2,028,758	4,095,546	17,696,587	3,539,317															
		計	18,802,759	14,151,972	18,799,354	23,801,074	27,401,162	102,956,322	20,591,264	16,097,677	24,761,974	11,359,855	18,526,364	21,564,033	92,309,903	18,461,981															
	配電系統	送電設備	41,593,060	36,998,013	36,212,054	32,065,039	30,068,605	176,936,771	35,387,354	33,725,493	30,918,879	30,104,734	29,201,512	28,317,114	152,267,732	30,453,546															
		計	78,458,084	58,825,828	63,039,005	56,622,397	58,487,911	315,433,227	63,086,645	52,266,389	59,998,944	59,246,974	62,459,533	165,465,525	399,437,365	79,887,473															
更新投資	連系幹線系統	送電設備	2,427,476	3,357,194	3,535,250	2,340,555	2,511,929	14,172,406	2,834,481	10,280,790	3,895,827	2,969,781	3,283,457	1,915,282	22,345,137	4,469,027															
		変電設備	2,549,826	2,890,783	2,688,759	2,038,153	2,748,995	12,916,518	2,583,304	3,294,908	1,914,491	2,844,609	2,457,642	3,684,644	14,196,294	2,839,259															
		計	4,977,303	6,247,977	6,224,010	4,378,708	5,260,924	27,088,925	5,417,785	13,575,698	5,810,318	5,814,390	5,741,099	5,599,926	36,541,431	7,308,286															
		送電設備	16,036,048	12,927,791	12,201,650	9,755,580	11,830,136	62,751,207	12,550,241	15,275,388	14,122,466	13,050,577	14,449,844	13,971,631	70,869,906	14,173,981															
		変電設備	15,697,747	16,849,960	12,943,118	10,699,958	9,775,993	65,966,778	13,193,356	17,880,868	18,458,512	18,321,205	17,636,869	13,147,829	85,445,283	17,089,057															
		計	31,733,795	29,777,751	25,144,769	20,455,539	21,606,129	128,717,985	25,743,597	33,156,256	32,580,978	31,371,782	32,086,713	27,119,460	156,315,189	31,263,038															
	配電系統	送電設備	58,626,180	52,814,941	52,495,378	50,850,856	49,247,754	264,035,109	52,807,022	59,287,266	55,036,927	54,553,631	54,648,710	54,140,443	277,666,977	55,533,395															
		計	95,337,279	88,840,670	83,864,157	75,685,104	76,114,808	419,842,019	83,968,404	106,019,220	93,428,223	91,739,803	92,476,522	86,859,829	470,523,597	94,104,719															
合			計	173,795,363	147,666,498	146,903,163	132,307,501	134,602,720	735,275,247	147,055,049	158,285,609	153,427,167	150,986,777	154,936,055	252,325,354	869,960,962	173,992,192														
修繕費振替額(配電)			▲	53,986,685	▲	52,516,991	▲	46,407,145	▲	42,127,943	▲	40,447,092	▲	235,485,857	▲	47,097,171	▲	47,885,977	▲	43,248,019	▲	42,651,626	▲	42,443,709	▲	41,688,426	▲	217,917,757	▲	43,583,551	▲表示で記載

《項目別明細表》

(1) 第4条第8項関係

[その他の投資に係る設備投資(竣工額)]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信工事	10,251,040	12,234,826	8,684,360	7,197,774	4,440,477	42,808,479	8,561,696	8,772,291	8,415,341	9,128,022	8,150,290	8,257,468	42,723,412	8,544,682	
システム開発及び改良	15,016,536	10,073,160	10,338,814	22,285,479	6,793,595	64,507,586	12,901,517	10,700,695	15,137,555	11,074,785	6,093,447	7,187,651	50,194,133	10,038,827	
建物関連工事	4,772,993	6,062,081	2,717,174	3,462,894	3,248,245	20,263,389	4,052,678	3,452,915	4,805,755	4,371,943	4,013,857	4,854,882	21,499,352	4,299,870	
系統・給電設備工事	1,346,003	1,678,285	1,736,852	4,772,292	3,149,737	12,683,170	2,536,634	1,085,752	2,365,006	2,010,199	4,044,191	8,089,771	17,594,919	3,518,984	
備品取得	678,103	621,920	482,699	458,436	465,221	2,706,381	541,276	637,843	541,924	440,287	347,936	336,535	2,304,525	460,905	
リース資産取得	1,046,661	1,316,866	1,120,355	1,014,307	1,818,297	6,316,488	1,263,298	2,229,345	845,163	931,128	745,290	954,144	5,705,070	1,141,014	
用地権利設定※1	2,758,608	1,207,019	2,907,870	1,496,725	2,263,589	10,633,815	2,126,763	915,644	955,041	1,184,779	736,457	1,705,958	5,497,879	1,099,576	
その他	1,146,746	740,810	962,287	1,414,061	682,209	4,946,114	989,223	461,536	842,325	394,912	582,631	1,607,340	3,888,744	777,749	
合計	37,016,694	33,934,969	28,950,416	42,101,972	22,861,373	164,865,426	32,973,085	28,256,021	33,908,110	29,536,055	24,714,099	32,993,749	149,408,034	29,881,607	
修繕費振替額(通信)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
(参考)離島等供給に係る設備投資	1,521,156	1,990,047	2,157,346	1,789,706	687,714	8,145,971	1,629,194	714,376	1,516,281	2,065,708	599,019	1,041,711	5,937,095	1,187,419	

(記載注意)

※1 規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関する設定された地役権等をいう。

第3表
第3区分費用明細表

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考		
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均			
修繕費	※1	48,595,368	43,825,265	42,863,560	47,861,650	49,188,273	232,334,117	46,466,823	48,079,971	47,780,209	47,983,309	46,336,224	45,763,989	235,943,702	47,188,740		
委託費	※2	3,947	3,628	4,058	12,469	8,240	32,343	6,469	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990		
固定資産除却費		21,658,954	18,985,578	18,410,737	17,802,231	16,220,304	93,077,807	18,615,561	19,692,950	18,440,866	17,098,433	16,594,080	16,352,047	88,178,376	17,635,675		
賃借料	※3	8,644,284	10,424,007	12,653,620	11,477,892	11,662,983	54,862,788	10,972,558	12,181,143	12,196,660	12,045,016	11,984,820	11,919,820	60,327,459	12,065,492		
託送料	※4	580,135	589,534	597,421	703,152	960,850	3,431,093	686,219	956,811	956,090	955,451	954,884	954,383	4,777,619	955,524		
共有設備費等分担額		27,622	30,236	41,407	44,706	43,703	187,677	37,535	26,170	36,593	21,069	19,592	19,157	122,581	24,516		
共有設備費等分担額(貸方)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載	
他社購入送電費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
地帯間購入送電費		50,668	53,337	50,203	42,436	42,181	238,829	47,766	42,182	42,182	42,182	42,182	42,182	210,910	42,182		
一般送配電事業等に係る電力料	※5	351,770	459,478	530,045	344,903	1,013,356	2,699,554	539,911	762,263	756,360	752,540	748,720	746,941	3,766,824	753,365		
需給調整市場手数料	※6	-	-	-	-	61,564	61,564	12,313	61,564	61,564	61,564	61,564	61,564	307,820	61,564		
電力費振替勘定(貸方)	▲ 44,007	▲ 47,029	▲ 127,097	-	-	▲ 218,134	▲ 43,627	▲ 1,724	▲ 4,934	▲ 4,948	▲ 4,182	▲ 6,254	▲ 22,042	▲ 4,408	▲表示で記載		
開発費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
株式交付費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
社債発行費		308,633	238,807	506,821	64,227	-	1,118,489	223,698	-	-	-	-	-	-	-		
開発費償却		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
株式交付費償却		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
社債発行費償却		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
廃炉等負担金		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
離島等供給に係る費用	※7	8,947,082	9,805,778	9,205,848	8,946,056	9,952,647	46,857,414	9,371,483	12,469,605	12,016,347	12,316,902	12,342,057	12,982,193	62,127,104	12,425,421		
離島等供給に係る収益	※8	▲ 3,746,948	▲ 3,955,942	▲ 3,798,614	▲ 3,361,334	▲ 3,757,503	▲ 18,620,343	▲ 3,724,069	▲ 5,274,700	▲ 5,239,485	▲ 5,208,231	▲ 5,190,916	▲ 5,153,917	▲ 26,067,249	▲ 5,213,450	▲表示で記載	
第3区分費用計		85,377,512	80,412,680	80,938,014	83,938,391	85,396,602	416,063,202	83,212,640	89,012,026	87,063,113	86,080,889	83,903,500	83,703,526	429,763,054	85,952,611		

(記載注意)

※1: 第3条及び第4条に規定するものを除く。

※2: 支障木の伐採の委託に係る費用に限る。

※3: 第6条に規定するものを除く。

※4: 第7条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。

※5: 一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。

※6: 需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。

※7: 送配電等業務に係る費用及び第9条に規定するものを除く。

※8: 送配電等業務に係る収益を除く。

〔項目別明細表〕

(1) 第5条第3項関係

〔修繕費〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
送電設備	設備取替・補修	4,548,035	4,061,912	2,897,935	3,739,263	3,927,035	19,174,182	3,834,836	3,732,975	3,635,202	3,470,557	3,256,499	3,236,850	17,332,083	3,466,417	
	塗装	1,150,224	1,107,050	936,528	1,028,362	953,199	5,175,363	1,035,073	1,292,328	1,319,695	1,351,927	1,380,790	1,355,185	6,699,925	1,339,985	
	保安対策	3,261,246	3,186,222	2,798,492	2,132,055	2,436,251	13,814,268	2,762,854	3,016,234	3,000,764	2,945,718	2,914,181	2,932,342	14,809,239	2,961,848	
	第三者要請対応	-	1,225	-	-	-	1,225	245	-	-	-	-	-	-	-	
	その他	6,152,317	5,841,902	5,573,748	5,467,651	5,548,634	28,584,254	5,716,851	6,097,570	5,954,396	5,911,496	5,928,528	5,881,092	29,773,082	5,954,616	
	計	15,111,824	14,198,312	12,206,705	12,367,332	12,865,119	66,749,293	13,349,859	14,139,107	13,910,057	13,679,698	13,479,998	13,405,469	68,614,329	13,722,866	
変電設備	設備取替・補修	4,053,923	3,375,327	3,539,267	4,019,564	4,092,605	19,080,689	3,816,138	3,451,321	3,595,586	4,207,331	3,847,090	3,299,482	18,400,810	3,680,162	
	塗装	317,444	226,277	306,195	412,291	352,461	1,614,670	322,934	397,422	580,778	579,366	556,596	560,042	2,674,204	534,841	
	保安対策	727,041	562,418	589,432	742,939	686,597	3,308,430	661,686	617,561	587,485	590,716	584,037	617,939	2,997,738	599,548	
	第三者要請対応	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	その他	1,640,635	2,178,920	1,400,589	1,494,057	2,089,928	8,804,131	1,760,826	2,025,509	1,721,234	2,029,215	1,372,510	1,384,970	8,533,438	1,706,688	
	計	6,739,044	6,342,944	5,835,484	6,668,853	7,221,594	32,807,921	6,561,584	6,491,813	6,485,083	7,406,628	6,360,233	5,862,433	32,606,190	6,521,238	
配電設備	第三者要請対応	-	-	-	-	-	-	-	255,201	254,518	254,183	254,396	253,017	1,271,315	254,263	
	その他	22,959,843	19,392,486	19,963,298	24,501,243	24,772,022	111,588,893	22,317,779	21,992,063	22,100,490	21,849,764	21,733,982	21,706,954	109,383,253	21,876,651	
	計	22,959,843	19,392,486	19,963,298	24,501,243	24,772,022	111,588,893	22,317,779	22,247,264	22,355,008	22,103,947	21,988,378	21,959,971	110,654,568	22,130,914	
業務設備	第三者要請対応	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	その他	3,784,656	3,891,522	4,858,071	4,324,221	4,329,536	21,188,009	4,237,602	5,201,787	5,030,061	4,793,036	4,507,615	4,536,116	24,068,615	4,813,723	
	計	3,784,656	3,891,522	4,858,071	4,324,221	4,329,536	21,188,009	4,237,602	5,201,787	5,030,061	4,793,036	4,507,615	4,536,116	24,068,615	4,813,723	
合計		48,595,368	43,825,265	42,863,560	47,861,650	49,188,273	232,334,117	46,466,823	48,079,971	47,780,209	47,983,309	46,336,224	45,763,989	235,943,702	47,188,740	

〔委託費〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
送電設備	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
変電設備	3,947	3,628	4,058	12,469	8,240	32,343	6,469	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990		
配電設備	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
業務設備	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	3,947	3,628	4,058	12,469	8,240	32,343	6,469	15,791	20,661	17,602	14,475	21,421	89,950	17,990		

[固定資産除却費]

(単位:千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	2,001,061	1,426,753	1,590,785	909,603	976,872	6,905,075	1,381,015	1,581,218	1,072,922	1,143,951	761,430	747,655	5,307,176	1,061,435	
	除却費用	5,956,547	4,120,906	3,513,487	2,990,875	3,421,596	20,003,413	4,000,683	5,565,278	5,385,254	4,925,065	5,048,339	5,089,830	26,013,766	5,202,753	
変電設備	除却損	2,374,329	3,737,865	3,288,183	1,687,446	1,357,815	12,445,639	2,489,128	909,069	773,766	494,640	433,620	482,239	3,093,334	618,667	
	除却費用	2,481,434	2,451,058	2,163,361	2,056,618	2,270,471	11,422,945	2,284,589	3,639,457	3,082,986	2,807,541	2,382,505	2,396,039	14,308,528	2,861,706	
配電設備	除却損	1,241,501	1,095,091	1,061,731	726,476	1,109,510	5,234,311	1,046,862	1,041,595	816,400	977,605	1,526,137	969,172	5,330,909	1,066,182	
	除却費用	5,474,602	4,729,765	5,554,591	5,364,220	5,611,822	26,735,001	5,347,000	5,572,060	5,418,664	5,292,201	5,280,085	5,204,980	26,767,990	5,353,598	
業務設備	除却損	1,402,431	717,168	670,959	3,360,027	779,467	6,930,054	1,386,011	373,015	466,285	544,863	379,625	213,035	1,976,823	395,365	
	除却費用	727,046	706,971	567,636	706,963	692,747	3,401,365	680,273	1,011,258	1,424,589	912,567	782,339	1,249,097	5,379,850	1,075,970	
合計	除却損	7,019,324	6,976,877	6,611,660	6,683,553	4,223,665	31,515,081	6,303,016	3,904,897	3,129,373	3,161,059	3,100,812	2,412,101	15,708,242	3,141,648	
	除却費用	14,639,630	12,008,700	11,799,077	11,118,678	11,996,638	61,562,725	12,312,545	15,788,053	15,311,493	13,937,374	13,493,268	13,939,946	72,470,134	14,494,027	

[賃借料]

(単位:千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料		4,341,434	4,837,658	6,776,974	6,544,764	6,673,558	29,174,390	5,834,878	6,761,052	6,742,108	6,638,292	6,604,597	6,570,900	33,316,949	6,663,390	
機械賃借料		64,921	1,080,212	1,065,446	3,758	5,932	2,220,270	444,054	31,953	31,802	31,671	31,510	31,349	158,285	31,657	
車両リース料		1,247,306	1,267,641	1,299,330	1,371,749	1,367,852	6,553,881	1,310,776	1,444,522	1,436,967	1,429,710	1,422,452	1,415,195	7,148,846	1,429,769	
その他		2,990,622	3,238,494	3,511,869	3,557,619	3,615,640	16,914,246	3,382,849	3,943,616	3,985,783	3,945,343	3,926,261	3,902,376	19,703,379	3,940,676	
合計		8,644,284	10,424,007	12,653,620	11,477,892	11,662,983	54,862,788	10,972,558	12,181,143	12,196,660	12,045,016	11,984,820	11,919,820	60,327,459	12,065,492	

[託送料]

(単位:千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
合計		580,135	589,534	597,421	703,152	960,850	3,431,093	686,219	956,811	956,090	955,451	954,884	954,383	4,777,619	955,524	

第4表
離島等供給に係る費用明細表

(单位:千円)

第4表
離島等供給に係る費用明細表

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
株式交付費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
法人税等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
離島等供給に係る費用計	8,947,082	9,805,778	9,205,848	8,946,056	9,952,647	46,857,414	9,371,483	12,469,605	12,016,347	12,316,902	12,342,057	12,982,193	62,127,104	12,425,421	-	-
(参考)事業報酬	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

第5表
離島等供給に係る収益明細表

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
電灯料	▲ 1,816,074	▲ 1,936,696	▲ 1,867,799	▲ 1,713,557	▲ 1,923,154	▲ 9,257,282	▲ 1,851,456	▲ 2,264,678	▲ 2,249,111	▲ 2,245,001	▲ 2,247,031	▲ 2,229,980	▲ 11,235,801	▲ 2,247,160	▲表示で記載
電力料	▲ 1,930,873	▲ 2,019,245	▲ 1,930,815	▲ 1,647,776	▲ 1,834,349	▲ 9,363,060	▲ 1,872,612	▲ 3,010,022	▲ 2,990,374	▲ 2,963,230	▲ 2,943,885	▲ 2,923,937	▲ 14,831,448	▲ 2,966,290	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 3,746,948	▲ 3,955,942	▲ 3,798,614	▲ 3,361,334	▲ 3,757,503	▲ 18,620,343	▲ 3,724,069	▲ 5,274,700	▲ 5,239,485	▲ 5,208,231	▲ 5,190,916	▲ 5,153,917	▲ 26,067,249	▲ 5,213,450	▲表示で記載

第6表

制御不能費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
減 価 償 却 費	※1	100,486,615	103,801,245	105,703,497	107,439,774	83,138,946	500,570,079	100,114,016	78,044,688	81,078,590	76,582,969	71,634,250	67,237,811	374,578,308	74,915,662	
退 職 給 与 金	※2	8,516,324	11,799,761	2,062,251	3,825,138	346,215	26,549,690	5,309,938	▲ 2,266,098	1,101,691	-	-	-	▲ 1,164,407	▲ 232,881	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用		856,811	617,385	784,604	422,407	495,646	3,176,854	635,371	-	67,000	67,000	67,000	-	201,000	40,200	
質 借 料	※3	9,870,387	9,820,050	9,886,012	10,031,438	10,106,635	49,714,525	9,942,905	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	49,714,540	9,942,908	
諸 費	※4	1,035,827	1,022,870	1,554,941	1,678,853	1,116,926	6,409,419	1,281,884	1,389,019	1,391,045	2,920,859	2,745,198	3,122,470	11,568,591	2,313,718	
貸 倒 損	▲ 55,689	60,275	▲ 28,916	181,973	1,770,249	1,927,892	385,578	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	貸方の場合は▲表示で記載	
振 替 損 失 調 整 額		176,296	27,333	13,157	72,178	468,902	757,868	151,574	468,903	468,903	468,903	468,903	2,344,515	468,903		
イ ン バ ラ ン ス 収 支 過 不 足 額	※5	-	-	-	-	-	-	-	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 17,122,915	▲ 3,424,583	貸方の場合は▲表示で記載
電 源 開 発 促 進 税		29,578,837	29,362,440	28,816,034	28,840,757	29,664,181	146,262,251	29,252,450	29,207,000	29,023,000	28,916,000	28,806,000	28,774,000	144,726,000	28,945,200	
事 業 税		5,190,035	5,261,929	5,288,849	6,074,818	5,480,766	27,296,399	5,459,280	5,744,433	5,990,481	5,997,198	6,145,679	6,176,780	30,054,571	6,010,914	
雑 税		599,615	464,724	390,621	446,875	519,048	2,420,884	484,177	484,177	484,177	484,177	484,177	484,177	2,420,885	484,177	
法 人 税 等		42,861	-	1,456,296	6,786,401	15,604,598	23,890,157	4,778,031	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	13,650,391	68,251,955	13,650,391	
賠 償 負 担 金 相 当 金		-	-	-	1,722,455	3,419,504	5,141,960	1,028,392	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	3,561,509	17,807,545	3,561,509	
廃 炉 円 滑 化 負 担 金 相 当 金		-	-	-	706,042	3,850,731	4,556,773	911,355	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	6,393,577	31,967,885	6,393,577	
固 定 資 産 税	※6	20,853,870	21,151,967	21,011,984	21,164,978	21,465,042	105,647,843	21,129,569	22,227,939	21,628,213	20,318,036	19,033,446	17,816,058	101,023,692	20,204,738	
調 整 力 の 確 保 に 要 す る 費 用	※7	9,108	9,494	8,826	6,349	71,621	105,400	21,080	1,498,905	12,933,062	4,759,091	10,351,558	10,318,661	39,861,277	7,972,255	貸方の場合は▲表示で記載
再 給 電 に 要 す る 費 用	※8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
制 御 不 能 費 用 計		177,160,902	183,399,478	176,948,162	189,400,441	177,519,016	904,428,001	180,885,600	166,953,949	184,321,145	170,669,216	169,891,194	164,553,844	856,389,348	171,277,870	

(記載注意)

※1：規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度3月31日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第2条第1項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第28条の40第1項第5号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

〔項目別明細表〕

〔1〕第6条第3項第1号関係

〔減価償却費〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	33,573,919	33,468,531	32,976,724	32,875,045	27,368,899	160,263,121	32,052,624	23,616,558	26,814,627	26,648,793	26,468,055	25,015,405	128,563,438	25,712,688	
変電設備	20,803,744	21,185,235	21,553,290	21,061,119	15,400,755	100,004,146	20,000,829	14,468,537	16,221,591	15,754,761	15,286,579	15,052,357	76,783,825	15,356,765	
配電設備	34,245,730	34,882,614	35,135,277	35,210,310	25,516,365	164,990,299	32,998,060	25,487,072	25,092,053	23,944,634	21,378,546	20,417,313	116,319,618	23,263,924	
業務設備	11,863,220	14,264,864	16,038,205	18,293,298	14,852,925	75,312,513	15,062,503	14,472,521	12,950,319	10,234,781	8,501,070	6,752,736	52,911,427	10,582,285	
合計	100,486,615	103,801,245	105,703,497	107,439,774	83,138,946	500,570,079	100,114,016	78,044,688	81,078,590	76,582,969	71,634,250	67,237,811	374,578,308	74,915,662	

〔2〕第6条第3項第2号関係

〔退職給与金〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
数理計算上の差異(2016年度以前発生分)	8,516,324	11,650,685	484,778	-	-	20,651,788	4,130,358	-	-	-	-	-	-	-	-	
数理計算上の差異(2017年度発生分)	-	149,075	149,075	111,133	-	409,284	81,857	-	-	-	-	-	-	-	-	
数理計算上の差異(2018年度発生分)	-	-	1,428,397	1,048,005	1,048,005	3,524,407	704,881	-	-	-	-	-	-	-	-	
数理計算上の差異(2019年度発生分)	-	-	-	2,665,999	2,665,999	5,331,998	1,066,400	-	-	-	-	-	-	-	-	
数理計算上の差異(2020年度発生分)	-	-	-	-	▲ 3,367,789	▲ 3,367,789	▲ 673,558	▲ 3,367,789	-	-	-	-	▲ 3,367,789	▲ 673,558		
数理計算上の差異(2021年度発生分)	-	-	-	-	-	-	-	1,101,691	1,101,691	-	-	-	2,203,382	440,676		
合計	8,516,324	11,799,761	2,062,251	3,825,138	346,215	26,549,690	5,309,938	▲ 2,266,098	1,101,691	-	-	-	-	▲ 1,164,407	▲ 232,881	

数理計算上の差異の償却年数(年)	3
------------------	---

〔3〕第6条第3項第3号関係

〔ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
分析(採油含む)	84,327	6,583	5,362	-	-	96,274	19,255	-	-	-	-	-	-	-	-
運搬・処理	772,483	610,802	779,241	422,407	495,646	3,080,580	616,116	-	67,000	67,000	67,000	-	201,000	40,200	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	856,811	617,385	784,604	422,407	495,646	3,176,854	635,371	-	67,000	67,000	67,000	-	201,000	40,200	

〔賃借料〕

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
道路占用料	1,174,570	1,141,004	1,173,623	1,253,343	1,326,904	6,069,446	1,213,889	1,213,890	1,213,890	1,213,890	1,213,890	1,213,890	6,069,450	1,213,890	
水面使用料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
線路使用料	1,673,290	1,683,823	1,679,248	1,688,837	1,697,308	8,422,508	1,684,502	1,684,502	1,684,502	1,684,502	1,684,502	1,684,502	8,422,510	1,684,502	
電柱敷地料	5,148,209	5,165,571	5,184,594	5,195,787	5,198,971	25,893,135	5,178,627	5,178,627	5,178,627	5,178,627	5,178,627	5,178,627	25,893,135	5,178,627	
線下補償料	867,107	824,765	821,476	833,853	813,797	4,161,001	832,200	832,201	832,201	832,201	832,201	832,201	4,161,005	832,201	
河敷料	55,839	57,019	57,853	60,003	61,010	291,726	58,345	58,345	58,345	58,345	58,345	58,345	291,725	58,345	
占用関係借地料	948,081	944,575	965,847	996,245	1,005,053	4,859,804	971,961	971,962	971,962	971,962	971,962	971,962	4,859,810	971,962	
その他	3,288	3,289	3,369	3,366	3,590	16,902	3,380	3,381	3,381	3,381	3,381	3,381	16,905	3,381	
合計	9,870,387	9,820,050	9,886,012	10,031,438	10,106,635	49,714,525	9,942,905	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	9,942,908	49,714,540	9,942,908	

[諸費]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
受益者負担金	502,870	462,751	761,161	707,380	25,874	2,460,039	492,008	-	8,255	1,538,800	1,364,084	1,742,380	4,653,519	930,704	
推進機関の会費（特別会費を含む）	532,956	560,119	793,780	971,473	1,008,457	3,866,785	773,357	804,964	804,964	804,964	804,964	804,964	4,024,820	804,964	
災害等扶助拠出金	-	-	-	-	82,594	82,594	16,519	584,055	577,826	577,095	576,150	575,126	2,890,252	578,050	
合計	1,035,827	1,022,870	1,554,941	1,678,853	1,116,926	6,409,419	1,281,884	1,389,019	1,391,045	2,920,859	2,745,198	3,122,470	11,568,591	2,313,718	

[貸倒損]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
貸倒損引当額	316	57,884	28,837	182,265	1,846,139	2,115,444	423,089	31,181	31,181	31,181	31,181	31,182	155,906	31,181	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	▲ 56,005	2,390	▲ 57,754	▲ 292	▲ 75,889	▲ 187,551	▲ 37,510								
合計	▲ 55,689	60,275	▲ 28,916	181,973	1,770,249	1,927,892	385,578								

[振替損失調整額]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
振替損失電力量（kWh）	20,601	2,938	1,688	12,450	25,506	63,182	12,636	25,506	25,506	25,506	25,506	25,506	127,530	25,506	
振替損失調整額	176,296	27,333	13,157	72,178	468,902	757,868	151,574	468,903	468,903	468,903	468,903	468,903	2,344,515	468,903	

[インバランスマ支過不足額]

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	▲ 17,122,915
---	--------------

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
インバランスマ支過不足額	1,471,432	2,218,381	▲ 2,620,940	▲ 24,090,023	5,552,711	▲ 17,468,438	▲ 3,493,688	-	-	-	-	-	-	-	-	貸方の場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 17,122,915	▲ 3,424,583	貸方の場合は▲表示で記載	
合計								▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 3,424,583	▲ 17,122,915	▲ 3,424,583		

(4) 第6条第3項第8号関係

[調整力の確保に要する費用]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するため必要とする費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	-	-	-	-	-	-	-	-	11,445,032	3,260,206	8,853,106	8,820,210	32,378,554	6,475,711	
その発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備等の調達に係る費用	9,108	9,494	8,826	9,987	10,855	48,271	9,654	10,875	-	10,855	10,422	10,422	42,574	8,515	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電設備等の調達に係る費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
最終保障供給に係る利益又は損失	-	-	-	▲ 3,637	60,766	57,128	11,426	1,488,030	1,488,030	1,488,030	1,488,030	1,488,029	7,440,149	1,488,030	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月～9月までの調整額として7,383,020千円が含まれる
合計	9,108	9,494	8,826	6,349	71,621	105,400	21,080	1,498,905	12,933,062	4,759,091	10,351,558	10,318,661	39,861,277	7,972,255	

第7表

事後検証費用明細表

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参考期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考												
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均													
託	送	料 ※1	680,289	651,375	744,418	948,619	1,889,975	4,914,679	982,936	1,644,331	1,644,544	1,551,697	1,583,507	1,678,158	8,102,237	1,620,447												
補	償	費	381,588	350,693	206,460	186,497	139,011	1,264,251	252,850	252,849	252,849	252,849	252,849	1,264,245	252,849													
事	業	者	間	精	算	費	410,941	220,718	51,343	295,083	561,486	1,539,573	307,915	561,486	561,486	561,486	2,807,430	561,486										
震	災	、	風	水	害	、	火	災	その	他の	災害	の復	旧に	係る	費用	※2												
調	整	力	の	確	保	に	要	す	る	費	用	※3	13,028,285	12,637,107	12,925,894	12,892,908	17,468,102	68,952,298	13,790,460	25,594,029	29,257,231	32,188,863	29,282,794	29,274,235	145,597,152	29,119,430		
発	電	抑	制	に	要	す	る	費	用	※4		-	-	-	-	-	9,290	14,130	18,960	24,160	24,160	90,700	18,140					
事	後	檢	證	費	用	計	14,501,104	13,859,895	15,368,317	14,356,637	20,034,403	78,120,359	15,624,072	28,371,380	32,039,635	34,883,250	32,014,191	32,100,283	159,408,739	31,881,748								

(記載注意)

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うに要する費用（第5条及び第6条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するに要する費用等をいう。

※4：送配電線1回線、変圧器1台又は発電機1台その他の電力設備の单一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

『項目別明細表』

(1) 第7条第3項第1号関係

[託送料]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
合計	680,289	651,375	744,418	948,619	1,889,975	4,914,679	982,936	1,644,331	1,644,544	1,551,697	1,583,507	1,678,158	8,102,237	1,620,447	

[事業者間精算費]

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
北海道電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	41,066	20,060	2,794	17,355	114,221	195,496	39,099	114,221	114,221	114,221	114,221	571,105	114,221		
	電力量料金	11,498	5,616	782	4,859	31,981	54,738	10,948	31,982	31,982	31,982	31,982	159,910	31,982		
東北電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
東京電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	1,960,241	994,438	43,579	214,937	369,083	3,582,279	716,456	369,083	369,083	369,083	369,083	369,083	1,845,415	369,083	
	電力量料金	372,445	188,943	8,280	40,838	70,125	680,632	136,126	70,126	70,126	70,126	70,126	70,126	350,630	70,126	
中部電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	14,795	16,292	30,180	166,018	302,613	529,897	105,979	302,613	302,613	302,613	302,613	302,613	1,513,065	302,613	
	電力量料金	15,534	17,106	31,689	174,318	317,743	556,392	111,278	317,743	317,743	317,743	317,743	317,743	1,588,715	317,743	
北陸電力送配電	電力量 (千kWh)	15	2,404	5,316	11,255	84,214	103,204	20,641	84,214	84,214	84,214	84,214	84,214	421,070	84,214	
	電力量料金	7	683	1,499	4,446	32,775	39,412	7,882	32,776	32,776	32,776	32,776	32,776	163,880	32,776	
関西電力送配電	電力量 (千kWh)	14,174	14,602	17,244	125,575	231,685	403,280	80,656	231,685	231,685	231,685	231,685	231,685	1,158,425	231,685	
	電力量料金	3,270	3,358	3,966	28,882	53,287	92,764	18,553	53,287	53,287	53,287	53,287	53,287	266,435	53,287	
中国電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	8,431	5,392	6,137	98,739	107,880	226,580	45,316	107,880	107,880	107,880	107,880	107,880	539,400	107,880	
	電力量料金	2,529	1,617	1,841	29,621	32,364	67,973	13,595	32,364	32,364	32,364	32,364	32,364	161,820	32,364	
四国電力送配電	電力量 (千kWh)	4,707	3,362	2,835	10,366	22,366	43,636	8,727	22,366	22,366	22,366	22,366	22,366	111,830	22,366	
	電力量料金	3,568	2,555	2,154	7,831	16,618	32,728	6,546	16,619	16,619	16,619	16,619	16,619	83,095	16,619	
九州電力送配電	電力量 (千kWh)	7,451	2,995	4,038	15,303	23,533	53,319	10,664	23,533	23,533	23,533	23,533	23,533	117,665	23,533	
	電力量料金	2,086	838	1,130	4,284	6,589	14,929	2,986	6,589	6,589	6,589	6,589	6,589	32,945	6,589	
合計	電力量 (千kWh)	2,050,880	1,059,545	112,123	659,548	1,255,594	5,137,691	1,027,538	1,255,594	1,255,594	1,255,594	1,255,594	1,255,594	6,277,970	1,255,594	
	電力量料金	410,941	220,718	51,343	295,083	561,486	1,539,573	307,915	561,486	561,486	561,486	561,486	561,486	2,807,430	561,486	

(2) 第7条第3項第2号関係

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
定期的補償費	14,947	14,740	11,747	23,473	6,539	71,448	14,290	14,289	14,289	14,289	14,289	14,289	71,445	14,289	
臨時の補償費	222,982	230,970	71,406	54,230	38,887	618,477	123,695	123,694	123,694	123,694	123,694	123,694	618,470	123,694	
損害賠償費	143,658	104,982	123,307	108,793	93,583	574,325	114,865	114,866	114,866	114,866	114,866	114,866	574,330	114,866	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	381,588	350,693	206,460	186,497	139,011	1,264,251	252,850	252,849	252,849	252,849	252,849	252,849	1,264,245	252,849	

(3) 第7条第3項第3号関係

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
委託費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
修繕費	-	-	1,440,199	33,528	-	1,473,728	294,746	515,659	515,659	515,659	515,659	515,659	2,578,295	515,659	
固定資産除却費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
災害等扶助交付金	-	-	-	-	▲ 24,172	▲ 24,172	▲ 4,834	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 1,031,320	▲ 206,264	▲表示で記載
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	-	-	1,440,199	33,528	▲ 24,172	1,449,556	289,911	309,395	309,395	309,395	309,395	309,395	1,546,975	309,395	

[震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用]

(単位：千円)

	2012年度 (実績)	2013年度 (実績)	2014年度 (実績)	2015年度 (実績)	2016年度 (実績)	参照期間		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						10ヶ年計	10ヶ年平均	
委託費	-	-	-	-	-	斜線	斜線	-	-	-	-	-	-	-	
修繕費	2,795,851	822,748	47,177	17,070	-	斜線	斜線	-	-	1,440,199	33,528	-	5,156,576	515,658	
固定資産除却費	-	-	-	-	-	斜線	斜線	-	-	-	-	-	-	-	
災害等扶助交付金	-	-	-	-	-	斜線	斜線	-	-	-	-	-	▲ 24,172	▲ 24,172	▲ 2,417▲表示で記載
その他	-	-	-	-	-	斜線	斜線	-	-	-	-	-	-	-	
合計	2,795,851	822,748	47,177	17,070	-	斜线	斜线	-	-	1,440,199	33,528	▲ 24,172	5,132,404	513,240	

(4) 第7条第3項第4号関係

[調整力の確保に要する費用]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	11,721,148	10,811,566	10,977,485	11,264,471	11,656,342	56,431,014	11,286,203	11,926,175	-	-	-	-	11,926,175	2,385,235	
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	1,307,136	1,825,540	1,948,409	1,627,413	5,809,861	12,518,362	2,503,672	6,854,563	-	-	-	-	6,854,563	1,370,913	
一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	-	-	-	-	-	-	-	6,811,393	29,255,333	32,186,965	29,280,896	29,272,337	126,806,924	25,361,385	
その他	-	-	-	-	1,024	1,897	2,921	584	1,898	1,898	1,898	1,898	9,490	1,898	
合計	13,028,285	12,637,107	12,925,894	12,892,908	17,468,102	68,952,298	13,790,460	25,594,029	29,257,231	32,188,863	29,282,794	29,274,235	145,597,152	29,119,430	

第8表
次世代投資費用明細表

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参考期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
減 値 償 却 費	-	-	-	-	-	-	-	214,612	1,361,449	4,331,866	5,764,366	6,073,701	17,745,994	3,549,199	
固 定 資 産 税	-	-	-	-	-	-	-	-	15,921	172,973	235,462	259,220	683,576	136,715	
研 究 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
委 託 費	-	-	-	-	20,775	20,775	4,155	28,497	28,497	279,497	279,497	279,497	895,485	179,097	
諸 費	-	-	1,946	5,974	145,282	153,203	30,641	395,031	741,861	968,966	1,078,786	1,350,833	4,535,477	907,095	
そ の 他	-	-	-	-	-	-	-	-	342,928	2,608,356	6,102,678	6,622,704	15,676,666	3,135,333	
次 世 代 投 資 費 用 計	-	-	1,946	5,974	166,058	173,979	34,796	638,140	2,490,656	8,361,658	13,460,789	14,585,955	39,537,198	7,907,440	

第9表
事業報酬明細表

		(単位:千円)							
		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
特 定 固 定 資 産	1,645,008,927	1,685,718,406	1,728,141,125	1,761,145,446	1,804,291,352	8,624,305,256	1,724,861,051		
建 設 中 の 資 産	19,045,507	35,483,274	52,686,472	62,573,603	59,923,084	229,711,940	45,942,388		
特 定 投 資	9,307,942	8,585,053	7,921,379	7,313,825	6,754,485	39,882,684	7,976,537		
運 転 資 本 貯	當 業 資 本	33,269,587	34,498,292	34,012,077	34,497,785	34,212,412	170,490,153	34,098,031	
	貯 藏 品	7,487,946	7,634,105	7,811,244	7,953,254	8,070,195	38,956,744	7,791,349	
	計	40,757,533	42,132,397	41,823,321	42,451,039	42,282,607	209,446,897	41,889,379	
綠 延 償 却 資 産	-	-	-	-	-	-	-	-	
レ 一 ト ベ 一 ス	計	1,714,119,909	1,771,919,130	1,830,572,297	1,873,483,913	1,913,251,528	9,103,346,777	1,820,669,355	
報 酬 率	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事 業 報 酬	計	25,711,799	26,578,787	27,458,584	28,102,259	28,698,773	136,550,202	27,310,040	

第10表
追加事業報酬明細表

		(単位:千円)							
		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
追 加 事 業 報 酬 額	163,800	260,749	394,831	547,702	760,157	2,127,239	425,448		
追 加 事 業 報 酬 計	163,800	260,749	394,831	547,702	760,157	2,127,239	425,448		

第11表
追加事業報酬対象額明細表

		(単位:千円)							
		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
特 定 固 定 資 産	東北東京間連系線	丸森いわき幹線他	-	-	4,157,166	10,019,010	25,841,398	40,017,574	8,003,515
特 定 固 定 資 産	東北東京間連系線	宮城丸森幹線他	-	-	102,797	9,766,944	38,317,974	48,187,715	9,637,543
特 定 固 定 資 産	東京中部間直流連系設備	東京電力パワーグリッド分	6,300,568	5,852,443	5,438,630	5,056,035	4,701,896	27,349,572	5,469,914
特 定 固 定 資 産	東京中部間直流連系設備	中部電力パワーグリッド分	3,007,374	2,732,610	2,482,749	2,257,790	2,052,589	12,533,112	2,506,622
特 定 固 定 資 産	北海道本州間連系設備	今別幹線	301,518	982,085	1,502,192	1,695,284	1,650,875	6,131,954	1,226,391
建 設 中 の 資 産	東北東京間連系線	丸森いわき幹線他	▲ 165,708	4,093,172	10,121,371	14,522,657	10,701,967	39,273,459	7,854,692
建 設 中 の 資 産	東北東京間連系線	宮城丸森幹線他	12,264,752	21,106,184	28,839,225	29,709,217	18,087,524	110,006,902	22,001,380
建 設 中 の 資 産	北海道本州間連系設備	今別幹線	131,556	-	-	-	-	131,556	26,311
合 計			21,840,060	34,766,494	52,644,130	73,026,937	101,354,223	283,631,844	56,726,369

第12表
控除収益明細表

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
地 帯 間 販 売 送 電 料	▲ 10,780	▲ 10,970	▲ 10,091	▲ 9,853	▲ 10,135	▲ 51,832	▲ 10,366	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 10,136	▲ 50,680	▲ 10,136	▲表示で記載	
地 帯 間 販 売 電 源 料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-▲表示で記載	
他 社 販 売 送 電 料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-▲表示で記載	
他 社 販 売 電 源 料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-▲表示で記載	
託 送 収 益 ※1	▲ 225,051	▲ 268,559	▲ 213,120	▲ 489,170	▲ 1,050,185	▲ 2,246,087	▲ 449,217	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,364,656	▲ 5,604,352	▲ 1,120,870	▲表示で記載
事 業 者 間 精 算 収 益	▲ 8,229,424	▲ 8,798,642	▲ 10,094,815	▲ 11,042,089	▲ 9,886,257	▲ 48,051,230	▲ 9,610,246	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 49,431,285	▲ 9,886,257	▲表示で記載	
電 気 事 業 雜 収 益 ※2	▲ 4,863,548	▲ 4,501,950	▲ 4,283,708	▲ 15,153,310	▲ 15,732,077	▲ 44,534,594	▲ 8,906,919	▲ 15,987,301	▲ 16,058,383	▲ 16,156,723	▲ 16,258,584	▲ 17,322,149	▲ 81,783,140	▲ 16,356,628	▲表示で記載	
預 金 利 息	▲ 1,311	▲ 415	▲ 736	▲ 30	▲ 58	▲ 2,552	▲ 510	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 45	▲ 225	▲ 45	▲表示で記載	
控 除 収 益 計	▲ 13,330,116	▲ 13,580,538	▲ 14,602,472	▲ 26,694,453	▲ 26,678,715	▲ 94,886,296	▲ 18,977,259	▲ 26,943,663	▲ 27,014,745	▲ 27,113,085	▲ 27,214,946	▲ 28,583,243	▲ 136,869,682	▲ 27,373,936		

(記載注意)

※1: 接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2: 第3条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

〔項目別明細表〕

(1) 第11条第3項関係

〔託送収益〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
合計	▲ 225,051	▲ 268,559	▲ 213,120	▲ 489,170	▲ 1,050,185	▲ 2,246,087	▲ 449,217	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,059,924	▲ 1,364,656	▲ 5,604,352	▲ 1,120,870	

〔事業者間精算収益〕

(単位:千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
北海道電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	▲ 1,124,407	▲ 864,584	▲ 2,045,410	▲ 1,065,858	▲ 300,463	▲ 5,400,721	▲ 1,080,144	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 300,463	▲ 1,502,315	▲ 300,463	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 404,786	▲ 311,250	▲ 736,347	▲ 383,708	▲ 108,166	▲ 1,944,259	▲ 388,852	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 108,167	▲ 540,835	▲ 108,167	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	▲ 21,581,625	▲ 23,502,390	▲ 25,718,928	▲ 28,420,332	▲ 21,452,636	▲ 120,675,912	▲ 24,135,182	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 21,452,636	▲ 107,263,180	▲ 21,452,636	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 7,769,385	▲ 8,460,860	▲ 9,258,813	▲ 10,231,319	▲ 7,722,948	▲ 43,443,328	▲ 8,688,666	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 7,722,949	▲ 38,614,745	▲ 7,722,949	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	▲ 40,132	▲ 47,036	▲ 130,900	▲ 602,991	▲ 4,916,543	▲ 5,737,602	▲ 1,147,520	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 4,916,543	▲ 24,582,715	▲ 4,916,543	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 14,447	▲ 16,932	▲ 47,124	▲ 217,076	▲ 1,769,955	▲ 2,065,536	▲ 413,107	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 1,769,955	▲ 8,849,775	▲ 1,769,955	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 1,852	▲ 9,339	▲ 23,841	▲ 80,826	▲ 38,060	▲ 153,918	▲ 30,784	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 38,060	▲ 190,300	▲ 38,060	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 666	▲ 3,361	▲ 8,582	▲ 29,097	▲ 13,701	▲ 55,410	▲ 11,082	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 13,702	▲ 68,510	▲ 13,702	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 87,017	▲ 8,305	▲ 83,558	▲ 387,661	▲ 620,562	▲ 1,187,104	▲ 237,421	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 620,562	▲ 3,102,810	▲ 620,562	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 31,326	▲ 2,989	▲ 30,080	▲ 139,558	▲ 223,402	▲ 427,357	▲ 85,471	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 223,402	▲ 1,117,010	▲ 223,402	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	▲ 15,872	▲ 5,370	▲ 13,415	▲ 82,923	▲ 102,171	▲ 219,751	▲ 43,950	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 102,171	▲ 510,855	▲ 102,171	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 5,713	▲ 1,933	▲ 4,829	▲ 29,852	▲ 36,781	▲ 79,110	▲ 15,822	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 36,781	▲ 183,905	▲ 36,781	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 1,013	▲ 781	▲ 14,637	▲ 19,040	▲ 13,262	▲ 48,734	▲ 9,747	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 13,262	▲ 66,310	▲ 13,262	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 364	▲ 281	▲ 5,269	▲ 6,854	▲ 4,774	▲ 17,544	▲ 3,509	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 4,774	▲ 23,870	▲ 4,774	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 7,594	▲ 2,869	▲ 10,466	▲ 12,839	▲ 18,129	▲ 51,897	▲ 10,379	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 18,129	▲ 90,645	▲ 18,129	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,733	▲ 1,032	▲ 3,767	▲ 4,622	▲ 6,526	▲ 18,682	▲ 3,736	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 6,526	▲ 32,630	▲ 6,526	▲表示で記載
合計	電力量 (千kWh)	▲ 22,859,513	▲ 24,440,674	▲ 28,041,154	▲ 30,672,472	▲ 27,461,826	▲ 133,475,640	▲ 26,695,128	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 27,461,826	▲ 137,309,130	▲ 27,461,826	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 8,229,424	▲ 8,798,642	▲ 10,094,815	▲ 11,042,089	▲ 9,886,257	▲ 48,051,230	▲ 9,610,246	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 9,886,257	▲ 49,431,285	▲ 9,886,257	▲表示で記載

[電気事業雑収益]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
契約超過金	▲ 241	▲ 106	▲ 35	▲ 11	▲ 110	▲ 505	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 101	▲ 505	▲ 101	▲表示で記載	
違約金	▲ 40	-	-	▲ 1	▲ 10	▲ 52	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 10	▲ 50	▲ 10	▲表示で記載	
諸貸付料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載	
受託運転益	▲ 3,161	▲ 2,414	▲ 2,714	▲ 12,196	▲ 8,128	▲ 28,615	▲ 5,723	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 9,928	▲ 49,640	▲ 9,928	▲表示で記載	
器具販売益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載	
受託工事益	▲ 1,950	▲ 1,979	▲ 1,255	▲ 5,739	▲ 9,474	▲ 20,399	▲ 4,080	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 7,262	▲ 36,310	▲ 7,262	▲表示で記載	
広告料	▲ 4,689	▲ 4,042	▲ 3,759	▲ 15,290	▲ 14,802	▲ 42,584	▲ 8,517	▲ 13,346	▲ 12,697	▲ 12,080	▲ 11,494	▲ 10,937	▲ 60,554	▲ 12,111	▲表示で記載	
供給雑収	▲ 885,413	▲ 961,118	▲ 877,426	▲ 895,186	▲ 875,087	▲ 4,494,232	▲ 898,846	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 887,460	▲ 4,437,300	▲ 887,460	▲表示で記載	
系統設置交付金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲ 963,536	▲ 963,536	▲ 192,707	▲表示で記載
広域系統整備交付金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載	
雑口	▲ 3,968,051	▲ 3,532,288	▲ 3,398,517	▲ 14,224,883	▲ 14,824,463	▲ 39,948,204	▲ 7,989,641	▲ 15,069,194	▲ 15,140,925	▲ 15,239,882	▲ 15,342,329	▲ 15,442,915	▲ 76,235,245	▲ 15,247,049	▲表示で記載	
合計	▲ 4,863,548	▲ 4,501,950	▲ 4,283,708	▲ 15,153,310	▲ 15,732,077	▲ 44,534,594	▲ 8,906,919	▲ 15,987,301	▲ 16,058,383	▲ 16,156,723	▲ 16,258,584	▲ 17,322,149	▲ 81,783,140	▲ 16,356,628	▲表示で記載	
(再掲) 共架料	▲ 994,703	▲ 922,644	▲ 922,189	▲ 3,967,290	▲ 4,110,217	▲ 10,917,044	▲ 2,183,409	▲ 4,259,269	▲ 4,335,913	▲ 4,413,936	▲ 4,493,364	▲ 4,574,222	▲ 22,076,704	▲ 4,415,341	▲表示で記載	
(参考) 災害等扶助交付金	-	-	-	-	▲ 24,172	▲ 24,172	▲ 4,834	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 206,264	▲ 1,031,320	▲ 206,264	▲表示で記載		

2 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

- (様式第3) 7部門整理表
- (様式第4) 送配電関連費整理表
- (様式第5) 送配電関連費明細表
- (様式第6) 送配電関連需要明細表
- (様式第7) 送配電関連費三需要種別計算表
- (様式第8) 送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表

7 部門整理表

(単位：千円)

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電費			
	計	固 有		一 般		計	固 有		一 般	
役員給与	108	—	—	108	—	5,488	—	—	—	—
給料手当	51,768	41,821	—	9,947	—	2,662,990	2,157,904	505,086	—	—
給料手当振替額（貸方）	-612	-493	—	-119	—	-31,504	-25,462	-6,042	—	—
退職給与金	2,166	—	—	2,166	—	109,974	—	109,974	—	—
厚生費	9,598	7,733	—	1,865	—	493,734	399,050	94,684	—	—
委託検針費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
委託集金費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
雑燃料費	446	359	—	87	—	22,938	18,539	4,399	—	—
廃棄物処理費	—	—	—	—	—	25,401,634	25,401,634	—	—	—
消耗品費	656	123	—	533	—	570,201	543,153	27,048	—	—
修繕使料	269,795	264,259	—	5,536	—	10,557,423	10,430,581	126,842	39,400	39,400
水利使料	9,380	9,380	—	—	—	—	—	—	—	—
補償費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
賃借料	6,505	6,505	—	—	—	271,084	44,655	226,429	—	—
託送料	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
事業者間精算費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
委託費	87,154	78,657	—	8,497	—	1,624,224	1,429,530	194,694	16,745	16,745
損害保険料	—	—	—	—	—	16,520	9,668	6,852	—	—
普及開発関係費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
養成費	310	—	—	310	—	29,578	—	29,578	—	—
研究費	40	—	—	40	—	75,943	—	75,943	197,732	197,732
諸費用	5,532	—	—	5,532	—	356,009	75,097	280,912	—	—
貸倒損	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
固定資産税	19,403	17,884	—	1,519	—	822,826	792,155	30,671	28,665	28,665
雜税	—	—	—	—	—	6,613	2,695	3,918	—	—
減価償却費	51,633	27,992	—	23,641	—	6,661,272	6,184,073	477,199	88,694	88,694
固定資産除却費	1,817,133	1,815,147	—	1,986	—	1,163,739	1,123,645	40,094	—	—
共有設備費等分担額	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
共有設備費等分担額（貸方）	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
建設分担関連費振替額（貸方）	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
開発費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
開発費償却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
株式交付費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
株式交付費償却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
社債発行費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
社債発行費償却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
法人税等	76,442	—	—	76,442	—	1,695,379	—	1,695,379	12,968	—
電気事業報酬	25,008	—	—	25,008	—	1,099,797	—	1,099,797	25,859	—
合計	2,432,465	2,269,367	—	163,098	—	53,757,027	48,728,082	5,028,945	410,063	173,504
(記載注意)										236,559

1 固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。

2 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

7 部門整理表

(単位：千円)

	送電費			変電費			配電費				
	計		固 有	一 般	計		固 有	一 般	計		
	固 有	一 般	固 有	一 般	固 有	一 般	固 有	一 般	固 有	一 般	
役 員 給 与	92,009	-	92,009		111,275	-	111,275		280,337	-	280,337
給 料 手 当	36,205,123	27,736,365	8,468,758		53,145,712	42,903,627	10,242,085		136,412,269	110,609,222	25,803,047
給 料 手 当 振 替 額 (貸 方)	-428,589	-327,288	-101,301		-628,776	-506,264	-122,512		-1,616,235	-1,307,588	-308,647
退 職 給 与 金	1,843,923	-	1,843,923		2,230,034	-	2,230,034		5,618,161	-	5,618,161
厚 生 費	6,716,765	5,129,207	1,587,558		9,854,033	7,934,047	1,919,986		25,329,280	20,492,229	4,837,051
委 託 檢 針 費	-	-	-		-	-	-		2,875,910	2,875,910	-
委 託 集 金 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
雜 燃 料 給 費	312,032	238,280	73,752		457,776	368,581	89,195		1,176,690	951,980	224,710
廢 物 处 理 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
消 耗 品 費	768,946	315,438	453,508		837,218	288,747	548,471		3,540,274	2,158,503	1,381,771
修 繕 使 用 料	87,106,746	84,003,098	3,103,648		51,850,590	48,153,169	3,697,421		366,085,043	353,510,877	12,574,166
水 利 償 費	516,169	509,110	7,059		70,707	69,740	967		631,598	622,960	8,638
賃 借 料	18,146,775	8,408,191	9,738,584		5,334,093	1,022,901	4,311,192		69,281,816	47,458,502	21,823,314
託 送 料	11,624,822	11,624,822	-		902,019	902,019	-		353,015	353,015	-
事 業 者 間 精 算 費	2,807,430	2,807,430	-		-	-	-		-	-	-
委 託 費	16,924,963	12,161,050	4,763,913		9,904,832	4,229,514	5,675,318		59,866,303	36,612,771	23,253,532
損 害 保 険 料	2,340	1,370	970		336,015	196,649	139,366		49,117	28,745	20,372
普 及 開 発 関 係 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
養 成 費	497,823	-	497,823		656,110	-	656,110		1,945,448	-	1,945,448
研 究 費	2,911,279	-	2,911,279		1,120,698	-	1,120,698		5,618,408	-	5,618,408
諸 費	17,279,643	8,544,829	8,734,814		9,794,256	4,097,946	5,696,310		38,685,615	24,334,810	14,350,805
貸 倒 損	-	-	-		-	-	-		-	-	-
固 定 資 産 税	36,881,323	36,210,214	671,109		19,568,034	18,630,564	937,470		58,253,819	55,201,159	3,052,660
雜 稅	384,021	156,595	227,426		835,603	340,735	494,868		32,770	13,365	19,405
減 価 償 却 費	156,108,150	145,666,676	10,441,474		108,971,284	94,385,617	14,585,667		199,930,464	152,435,547	47,494,917
固 定 資 産 除 却 費	32,198,225	31,320,942	877,283		18,627,337	17,401,862	1,225,475		36,089,379	32,098,899	3,990,480
共 有 設 備 費 等 分 担 額	116,011	116,011	-		-	-	-		6,570	6,570	-
共 有 設 備 費 等 分 担 額 (貸 方)	-	-	-		-	-	-		-	-	-
建 設 分 担 関 連 費 振 替 額 (貸 方)	-669,107	-	-669,107		-84,274	-	-84,274		-	-	-
附 帶 事 業 営 費 用 分 担 関 連 費 振 替 額 (貸 方)	-	-	-		-	-	-		-	-	-
開 発 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
開 発 費 償 却 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
株 式 交 付 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
株 式 交 付 費 償 却 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
社 債 発 行 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
社 債 発 行 費 償 却 費	-	-	-		-	-	-		-	-	-
法 人 税 等	15,362,833	-	15,362,833		10,314,235	-	10,314,235		35,097,885	-	35,097,885
電 気 事 業 報 賠	43,423,146	-	43,423,146		22,839,403	-	22,839,403		67,361,209	-	67,361,209
合 計	487,132,801	374,622,340	112,510,461		327,048,214	240,419,454	86,628,760		1,112,905,145	838,457,476	274,447,669

(記載注意)

1 固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。

2 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

7 部門整理表

(単位：千円)

	販売費	合計	帰属方法別(%)		
			計	直課	活動帰属基準
役員給与	111,167	-	111,167	600,384	-
給料手当	53,536,749	43,304,611	10,232,138	282,014,611	80.405
給料手当振替額(貸方)	-633,388	-510,994	-122,394	-3,339,104	80.204
退職給与金	2,227,868	-	2,227,868	12,032,126	-
厚生費	9,926,319	8,008,197	1,918,122	52,329,729	80.204
委託検針費	-	-	-	2,875,910	100.000
委託集金費	-	-	-	-	-
雑給	461,136	372,027	89,109	2,431,018	80.204
燃料費	-	-	-	25,401,634	100.000
廃棄物処理費	-	-	-	141,165	100.000
消耗品費	985,994	438,056	547,938	6,703,289	55.853
修繕費	4,561,002	-	4,561,002	520,469,999	95.376
水利使用料	-	-	-	9,380	100.000
補償費	136,471	134,605	1,866	1,354,945	98.632
賃借料	17,052,886	-	17,052,886	110,093,159	51.721
託送料	-	-	-	12,879,856	100.000
事業者間精算費	-	-	-	2,807,430	100.000
委託費	32,494,646	25,493,782	7,000,864	120,918,867	69.447
損害保険料	-	-	-	403,992	58.524
普及開発関係費	68,964	-	68,964	68,964	100.000
養成費	777,096	-	777,096	3,906,365	55.864
研究費	2,501,821	-	2,501,821	12,425,921	66.185
諸貸倒損	30,805,295	25,114,517	5,690,778	96,926,350	68.291
固定資産税	155,906	155,906	-	155,906	100.000
雜税	934,319	-	934,319	116,508,389	95.170
減価償却費	1,164,573	474,875	689,698	2,423,580	40.777
固定資産除却費	14,536,634	-	14,536,634	486,348,131	81.997
共有設備費等分担額	1,221,355	-	1,221,355	91,117,168	91.926
建設分担額	-	-	-	122,581	100.000
附帯事業営業費用分担額	-	-	-	-	-
開発費	-	-	-	-	-
開発費償却	-	-	-	-	-
株式交付費	-	-	-	-	-
株式交付費償却	-	-	-	-	-
社債発行費	-	-	-	-	-
社債発行費償却	-	-	-	-	-
法人税等	5,692,213	-	5,692,213	68,251,955	-
電気事業報酬	1,775,780	-	1,775,780	136,550,202	100.000
合計	180,494,806	102,985,582	77,509,224	2,164,180,521	81.412
					12.038
					6.550

(記載注意)

1 固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。

2 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

送配電関連費整理表

項目	内訳	送配電関連費整理表												帰属方法別 (%)				
		総離島等供給費			総アンシリーサービス費			低圧配電費			需要家費		合計		直課	活動帰属基準	配賦基準	
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電費分	受電用電サービス費	配電用電サービス費	高圧配電費	122,224	17,973	12,645	600,384	23,198	18,516	58,286				
役員給与		5,596	108	5,488	-	-	92,009	68,048	43,227	67,310	171,352	122,224	17,973	12,645	600,384	23,198	18,516	58,286
給料手当		2,714,758	51,768	2,662,990	-	-	36,205,123	32,500,197	20,645,515	32,753,052	83,380,169	59,070,804	8,655,317	6,089,676	282,014,611	20,991	18,984	60,025
給料手当振替額(貸方)		-32,116	-612	-31,504	-	-	-428,589	-384,415	-244,261	-388,064	-987,902	-699,210	-102,400	-72,047	-3,339,104	20,993	18,969	60,038
退職給与金		112,140	2,166	109,974	-	-	1,843,923	1,363,733	866,301	1,348,940	3,434,025	2,449,468	360,181	253,415	12,032,126	23,198	18,516	58,286
厚生費		503,332	9,598	493,734	-	-	6,716,765	6,026,037	3,827,996	6,081,647	15,482,182	10,957,881	1,604,794	1,129,095	52,329,729	20,993	18,969	60,038
委託検針費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,875,910	-	-	2,875,910	100,000	-	-
委託集金費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
雜貢		23,384	446	22,938	-	-	312,032	279,944	177,832	282,527	719,236	509,658	74,552	52,453	2,431,018	20,993	18,969	60,038
燃料費		25,401,634	-	25,401,634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,401,634	100,000	-	-
廃棄物処理費		141,165	-	141,165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141,165	100,000	-	-
消耗品費		570,857	656	570,201	-	-	768,046	511,984	325,234	850,032	2,163,945	1,240,731	159,406	112,154	6,703,289	27,839	14,709	57,452
修繕費		10,866,618	269,795	10,557,423	39,400	-	87,106,746	37,049,839	14,800,751	65,625,613	167,064,573	136,886,220	533,796	535,843	520,469,999	44,454	10,839	44,707
水利使用料		9,380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,380	100,000	-	-
補償費		-	-	-	-	-	516,169	14,773	55,934	151,649	386,056	127,057	98,100	5,207	1,354,945	51,719	-	48,281
貸借料		277,589	6,505	271,084	-	-	18,146,775	3,811,476	1,522,617	19,539,551	49,742,265	8,486,710	6,554,618	2,011,558	110,093,159	16,735	15,490	67,775
託送料		-	-	-	-	-	11,624,822	299,070	602,949	-	353,015	-	-	-	12,879,856	100,000	-	-
事業者間精算費		-	-	-	-	-	2,807,430	-	-	-	-	-	-	-	2,807,430	100,000	-	-
委託料		1,728,123	87,154	1,624,224	16,745	-	16,924,963	7,077,498	2,827,334	10,302,335	26,226,883	48,102,062	3,928,817	3,800,852	120,918,867	34,844	-	65,156
損害保険料		16,520	-	16,520	-	-	2,340	70,204	265,811	13,852	35,265	-	-	-	403,992	4,668	-	95,332
音及開発関係費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68,964	68,964	100,000	-
養成費		29,888	310	29,578	-	-	497,823	397,308	258,802	462,298	1,176,883	570,083	471,865	41,415	3,906,365	32,086	9,321	58,593
研究費		273,715	40	75,943	197,732	-	2,911,279	685,340	435,358	1,304,580	3,321,098	1,671,888	1,716,046	106,617	12,425,921	46,212	-	53,788
諸費		361,541	5,532	356,009	-	-	17,279,643	5,989,481	3,804,775	9,288,548	23,646,063	26,267,381	7,068,179	3,220,739	96,926,350	26,703	-	73,297
貸倒損		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,906	100,000	-	-
固定資産税		870,894	19,403	822,826	28,665	-	36,881,323	11,914,389	7,653,645	15,094,770	38,427,091	5,533,590	23,077	109,610	116,508,389	36,464	17,597	45,939
税		6,613	-	6,613	-	-	384,021	510,996	324,607	7,868	20,030	848,700	188,277	132,468	2,423,580	16,319	-	83,681
減価償却費		6,801,599	51,633	6,661,272	88,694	-	156,108,150	66,349,346	42,621,938	51,806,122	131,883,990	28,712,570	359,045	1,705,371	486,348,131	36,826	25,395	37,769
固定資産除却費		2,980,872	1,817,133	1,163,739	-	-	32,198,225	11,341,627	7,285,710	9,351,505	23,806,334	3,979,444	30,167	143,284	91,117,168	41,826	21,784	36,390
共用設備費等分担額		-	-	-	-	-	116,011	-	-	1,853	4,717	-	-	-	122,581	94,640	-	5,360
共用設備費等分担額(貸方)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帶間購入電源費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帶間購入送電費		-	-	-	-	-	-	210,910	-	-	-	-	-	-	210,910	100,000	-	-
他社購入電源費		8,490,321	-	6,823,083	1,667,238	200,360,182	-	-	-	-	-	-	-	-	208,850,503	100,000	-	-
他社購入送電費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
非化石証書購入費		3,025	-	-	3,025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,025	100,000	-	-
建設分担開通費振替額(貸方)		-	-	-	-	-	-669,107	-84,274	-	-	-	-	-	-	-753,381	100,000	-	-
附帯事業費用分担開通費振替額(貸方)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
開発費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
開発費償却		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
株式交付費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
株式交付費償却		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社債発行費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社債発行費償却		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
法人税等		1,784,789	76,442	1,695,379	12,968	-	15,362,833	6,307,464	4,006,771	7,864,285	20,020,283	11,337,791	920,263	647,476	68,251,955	35,693	-	64,307
電気事業報酬		1,150,664	25,008	1,099,797	25,859	-	43,423,146	13,966,980	8,872,423	17,454,684	44,434,774	6,758,449	287,091	201,991	136,550,202	36,650	-	63,350
自社アンシリーサービス費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帶間販売電源料		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帶間販売送電料		-	-	-	-	-	-	-50,680	-	-	-	-	-	-	-50,680	100,000	-	-
他社販売電源料		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
他社販売送電料		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	計	65,092,901	2,432,465	60,580,110	2,080,326	200,360,182	487,293,031	206,066,945	120,981,269	249,264,957	634,912,327	355,808,811	32,949,164	20,464,692	2,373,194,279	41,614	12,823	45,563

(記載注意)

1 標属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2 自社アンシリーサービス費の欄には、第8条第1項で自社アンシリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3 その他は、様式第3の注1か3までと同様とすること。

送配電関連費明細表

(単位:千円)

	送配電関連費明細表							
	経理島等供給費			新エネルギー等発電費分				
	水力発電費分		火力発電費分		計			
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	
役員給与	108	108	-	5,488	5,488	-	-	
給料手当	51,768	51,768	-	2,662,990	2,662,990	-	-	
給料手当振替額(貸方)	-612	-612	-	-31,504	-31,504	-	-	
退職給与金	2,166	2,166	-	109,974	109,974	-	-	
厚生費	9,598	9,598	-	493,734	493,734	-	-	
委託検針費	-	-	-	-	-	-	-	
委託集金費	-	-	-	-	-	-	-	
維修料費	446	446	-	22,938	22,938	-	-	
燃料費	-	-	-	25,401,634	25,401,634	-	-	
亮業物処理費	-	-	-	141,165	141,165	-	-	
消耗品費	656	656	-	570,201	570,201	-	-	
修繕費	269,795	269,795	-	10,557,423	10,557,423	-	39,400	
水利使用料	9,380	9,380	-	-	-	-	-	
補償費	-	-	-	-	-	-	-	
賃借料	6,505	6,505	-	271,084	271,084	-	-	
託送料	-	-	-	-	-	-	-	
事業者間精算費	-	-	-	-	-	-	-	
委託料費	87,154	87,154	-	1,624,224	1,624,224	-	16,745	
損害保険料	-	-	-	16,520	16,520	-	-	
普及開発開係費	-	-	-	-	-	-	-	
収成費	310	310	-	29,578	29,578	-	-	
研究費	40	40	-	75,943	75,943	-	197,732	
諸費用	5,532	5,532	-	356,009	356,009	-	-	
貸倒損損	-	-	-	-	-	-	-	
固定資産税	19,403	19,403	-	822,826	822,826	-	28,665	
維持保却費	-	-	-	6,613	6,613	-	-	
減価償却費	51,633	51,633	-	6,661,272	6,661,272	-	88,694	
固定資産除却費	1,817,133	1,817,133	-	1,163,739	1,163,739	-	-	
共同設備費等分担額	-	-	-	-	-	-	-	
共同設備費等分担額(貸方)	-	-	-	-	-	-	-	
地蔵間購入電源費	-	-	-	-	-	-	-	
地蔵間購入送電費	-	-	-	-	-	-	-	
他社購入電源費	-	-	-	6,823,083	6,823,083	-	1,667,238	
他社購入送電費	-	-	-	-	-	-	200,360,182	
非化石証書購入費	-	-	-	-	-	-	178,018,280	
建設分担関連費振替額(貸方)	-	-	-	-	-	-	22,341,902	
附帯事業費用分担関連費振替額(貸方)	-	-	-	-	-	-	-	
開発費	-	-	-	-	-	-	-	
開発費	-	-	-	-	-	-	-	
株式交付費	-	-	-	-	-	-	-	
株式交付費	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費	-	-	-	-	-	-	-	
法人税等	76,442	76,442	-	1,695,379	1,695,379	-	12,968	
電気事業業報酬	25,008	25,008	-	1,099,797	1,099,797	-	25,859	
自社アンシリーサービス費	-	-	-	-	-	-	-	
地蔵間販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	
地蔵間販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	
他社販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	
他社販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	
合計	2,432,465	2,432,465	-	60,580,110	35,037,311	25,542,799	2,080,326	
			-				2,077,301	
			-				3,025	
			-				200,360,182	
			-				178,018,280	
			-				22,341,902	

(記載注意)

様式第3の注1から3までと同様とすること。

送配電関連費明細表

(単位:千円)

	総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			高压配電費		
	計		可変									
	固定	可変		固定	可変		固定	可変		固定	可変	
役員賃料	92,009	92,009	-	68,048	68,048	-	43,227	43,227	-	171,352	171,352	-
給料手当	36,205,123	36,205,123	-	32,500,197	32,500,197	-	20,645,515	20,645,515	-	83,380,169	83,380,169	-
給料手当振替額(貸方)	-428,589	-428,589	-	-384,515	-384,515	-	-244,261	-244,261	-	-987,902	-987,902	-
退職給与金	1,843,923	1,843,923	-	1,363,733	1,363,733	-	866,301	866,301	-	3,434,025	3,434,025	-
厚生費	6,716,765	6,716,765	-	6,026,037	6,026,037	-	3,827,996	3,827,996	-	15,482,182	15,482,182	-
委託検針費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
委託集金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
雜給	312,032	312,032	-	279,944	279,944	-	177,832	177,832	-	719,236	719,236	-
燃料費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
廃棄物処理費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
消耗品費	768,946	768,946	-	511,984	511,984	-	325,234	325,234	-	2,163,945	2,163,945	-
修繕費	87,106,746	87,106,746	-	37,049,839	37,049,839	-	14,800,751	14,800,751	-	167,064,573	167,064,573	-
水利使用料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
輸借料	516,169	516,169	-	14,773	14,773	-	55,934	55,934	-	386,056	386,056	-
貸借料	18,146,775	18,146,775	-	3,811,476	3,811,476	-	1,522,617	1,522,617	-	49,742,265	49,742,265	-
託送料	11,624,822	11,624,822	-	299,070	299,070	-	602,949	602,949	-	353,015	353,015	-
事業者間精算費	2,807,430	2,807,430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
委託費	16,924,963	16,924,963	-	7,077,498	7,077,498	-	2,827,334	2,827,334	-	26,226,883	26,226,883	-
預害保険料	2,340	2,340	-	70,204	70,204	-	265,811	265,811	-	35,265	35,265	-
普及開発関係費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
養成費	497,823	497,823	-	397,308	397,308	-	258,802	258,802	-	1,176,883	1,176,883	-
研究費	2,911,279	2,911,279	-	685,340	685,340	-	435,358	435,358	-	3,321,998	3,321,998	-
諸費	17,279,643	17,279,643	-	5,989,481	5,989,481	-	3,804,775	3,804,775	-	23,646,063	23,646,063	-
貸倒損	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
固定資産税	36,881,323	36,881,323	-	11,914,389	11,914,389	-	7,653,645	7,653,645	-	38,427,091	38,427,091	-
固定資産税	384,021	384,021	-	510,996	510,996	-	324,607	324,607	-	20,030	20,030	-
減価償却費	156,108,150	156,108,150	-	66,349,346	66,349,346	-	42,621,938	42,621,938	-	131,883,990	131,883,990	-
固定資産除却費	32,198,225	32,198,225	-	11,341,627	11,341,627	-	7,285,710	7,285,710	-	23,806,334	23,806,334	-
共有設備費等分担額	116,011	116,011	-	-	-	-	-	-	-	4,717	4,717	-
共有設備費等分担額(貸方)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帶間購入電源費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帶間購入送電費	210,910	210,910	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
他社購入電源費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
他社購入送電費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
非化石証書購入費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
建設分担関連費振替額(貸方)	-669,107	-669,107	-	-84,274	-84,274	-	-	-	-	-	-	-
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
開発費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
株式交付費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
株式交付費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社債発行行費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
社債発行行費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
法人税	15,362,833	15,362,833	-	6,307,464	6,307,464	-	4,006,771	4,006,771	-	20,020,283	20,020,283	-
電気事業業報	43,423,146	43,423,146	-	13,966,980	13,966,980	-	8,872,423	8,872,423	-	44,434,774	44,434,774	-
自社アシラーリーサービス費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帯間販売電源料	-50,680	-50,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地帯間販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
他社販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
他社販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	487,293,031	487,293,031	-	206,066,945	206,066,945	-	120,981,269	120,981,269	-	634,912,327	634,912,327	-

(記載注意)

様式第3の注1から3までと同様とすること。

送配電閥連費明細表

(单位: 千円)

(記載注意)

様式第3の注1から3までと同様とすること。

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10 ³ kW)	延契約電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電量 (10 ⁶ kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10 ⁶ kWh)
			夏 期	冬 期			
特別高圧需要	2,835	-	2,523	2,528	20,392	17,420	19,974
高圧需要	6,564	142,318	6,351	6,438	32,216	1,055,413	30,590
低圧需要	6,265	366,964	4,058	4,588	28,895	95,498,600	26,512
合計	15,664	509,282	12,932	13,554	81,503	96,571,433	77,076

送配電関連費三需要種別計算表

(単位:千円)

需要種別	固定費			可変費			需要家費			合計		
	計	固有		計	固有		計	固有		計	固有	
		固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加
特別高圧需要	170,092,828	189,482,806	-19,389,978	53,465,120	11,981,509	41,483,611 <12,453,813>	7,992,981	8,176,258	-183,277	231,550,929	209,640,573	21,910,356
高圧需要	635,738,288	678,665,146	-42,926,858	82,707,728	18,928,581	63,779,147 <19,674,734>	19,676,349	20,126,309	-449,960	738,122,365	717,720,036	20,402,329
低圧需要	1,031,880,932	1,080,885,098	-49,004,166	72,499,439	16,977,636	55,521,803 <17,646,883>	320,269,277	327,506,244	-7,236,967	1,424,649,648	1,425,368,978	-719,330

(記載注意)

- 1 固有の欄には第13条第2項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には第23条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
- 2 特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の<>内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金として第15条第2項で整理された追加可変費を内数として記載すること。
- 3 その他は、様式第3の注2と同様とすること。

送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表

(単位：千円)

需要種別	固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量 (10 ⁶ kWh)	単価 (円/kWh)	想定料金 収入
特別高圧需要	170,092,828	53,465,120	7,992,981	231,550,929	99,873	2.32	231,515,904
高圧需要	635,738,288	82,707,728	19,676,349	738,122,365	152,950	4.83	737,710,990
低圧需要	1,031,880,932	72,499,439	320,269,277	1,424,649,648	132,559	10.75	1,424,609,499

(記載注意)

様式第3の注1および2と同様とすること。

3 工事費負担金説明

工事費負担金説明書

工事費負担金については、託送供給等約款（2022年6月20日付け届出。）の工事費負担金と同様といたしました。

1 受電地点への供給設備の工事費負担金

第1表 発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときの工事費

新規契約受電電力1キロワットにつき	3,850円00銭
-------------------	-----------

2 供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 低圧または高圧で供給する場合

第1表 無償工事こう長

架空供給側接続設備の場合	1,000メートル
地中供給側接続設備の場合	150メートル

第2表 超過こう長1メートル当たりの工事費

架空供給側接続設備の場合	3,410円00銭
地中供給側接続設備の場合	27,720円00銭

(2) 特別高圧で供給する場合

第1表 架空供給側接続設備の場合の工事費

(工事こう長100メートル当たり)

新增加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	352円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧140,000ボルトで供給する場合	88円00銭

第2表 地中供給側接続設備の場合の工事費

(工事こう長100メートル当たり)

新增加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧140,000ボルトで供給する場合	220円00銭

第3表 当社負担額

新增加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	5,500円00銭
--------------------------	-----------