

託送供給等約款変更認可申請書

2023年12月 1 日

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

契託制第7号
2023年12月1日

経済産業大臣 西村 康稔 殿

福岡市中央区渡辺通二丁目1番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長 廣 渡 健

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第1項の規定により申請します。

変更の内容	別紙 託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2024年4月1日

別紙

託送供給等約款

2024年4月1日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款 目 次

I 総 則	I - 1
1 適 用	I - 1
2 託送供給等約款の認可および変更	I - 2
3 定 義	I - 2
4 代表契約者の選任	I - 10
5 託送供給等に関する取扱い	I - 10
6 単位および端数処理	I - 10
7 実 施 細 目	I - 12
II 契約の申込み	II - 1
8 契約の要件	II - 1
9 検討および契約の申込み	II - 6
10 契約の成立および契約期間	II - 15
11 託送供給等の開始	II - 17
12 供給準備その他必要な手続きのための協力	II - 17
13 電気方式、電圧および周波数	II - 18
14 発電場所および需要場所	II - 20
15 供給および契約の単位	II - 23
16 承諾の限界	II - 27
17 契約書の作成	II - 28
III 料 金	III - 1
18 料 金	III - 1
19 接続送電サービス	III - 3
20 臨時接続送電サービス	III - 33

21	予備送電サービス	Ⅲ - 44
22	系統連系受電サービス	Ⅲ - 47
23	発電量調整受電計画差対応電力	Ⅲ - 52
24	接続対象計画差対応電力	Ⅲ - 53
25	需要抑制量調整受電計画差対応電力	Ⅲ - 54
26	給電指令時補給電力	Ⅲ - 56
IV	料金の算定および支払い	IV - 1
27	料金の適用開始の時期	IV - 1
28	検 針 日	IV - 1
29	料金の算定期間	IV - 3
30	計 量	IV - 4
31	電力および電力量の算定	IV - 5
32	損 失 率	IV - 26
33	料 金 の 算 定	IV - 26
34	支払義務の発生および支払期日	IV - 30
35	料金その他の支払方法	IV - 33
36	保 証 金	IV - 37
37	連 帯 責 任	IV - 39
V	供 給	V - 1
38	託送供給等の実施	V - 1
39	給電指令の実施等	V - 5
40	適正契約の保持等	V - 11
41	契 約 超 過 金	V - 12
42	力 率 の 保 持	V - 15
43	発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	V - 16
44	託送供給等にともなう協力	V - 17

45	託送供給等の停止	V - 18
46	託送供給等の停止の解除	V - 20
47	託送供給等の停止期間中の料金	V - 20
48	違 約 金	V - 20
49	損害賠償の免責	V - 21
50	設 備 の 賠 償	V - 22
VI	契約の変更および終了	VI - 1
51	契 約 の 変 更	VI - 1
52	名 義 の 変 更	VI - 2
53	契 約 の 廃 止	VI - 3
54	供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および 工事費の精算	VI - 5
55	解 約 等	VI - 9
56	契約消滅後の債権債務関係	VI - 12
VII	受電方法および供給方法ならびに工事	VII - 1
57	受電地点, 供給地点および施設	VII - 1
58	架 空 引 込 線	VII - 3
59	地 中 引 込 線	VII - 4
60	連 接 引 込 線 等	VII - 6
61	中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	VII - 7
62	引込線の接続	VII - 7
63	計量器等の取付け	VII - 8
64	通信設備の施設	VII - 9
65	専用供給設備	VII - 10
66	電流制限器等の取付け	VII - 12

VIII	工事費の負担	VIII - 1
67	受電地点への供給設備の工事費負担金	VIII - 1
68	受電用計量器等の工事費負担金	VIII - 6
69	会社間連系設備の工事費負担金	VIII - 7
70	供給地点への供給設備の工事費負担金	VIII - 7
71	工事費負担金の申受けおよび精算	VIII - 18
72	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	VIII - 20
73	臨時工事費	VIII - 21
74	工事費負担金契約書の作成	VIII - 22
IX	保 安	IX - 1
75	保安の責任	IX - 1
76	保安等に対する発電者および需要者の協力	IX - 1
77	調 査	IX - 2
78	調査等の委託	IX - 2
79	調査に対する需要者の協力	IX - 3
80	検査または工事の受託	IX - 3
81	自家用電気工作物	IX - 3
附	則	附則 - 1
別	表	別表 - 1

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（福岡県、佐賀県、長崎県、大分県、熊本県、宮崎県、鹿児島県をいいます。）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20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(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び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(発電量調整供給においては、同時最大受電電力をこえないものとしたします。)をいいます。

(38) 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力(キロワット)で、発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

(39) 最大連系電力等

低圧で受電する場合は、発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は、30分ごとの連系電力の最大値であって、計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置(以下「記録型等計量器」といいます。)により計量される値をいいます。

(40) 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、記録型等計量器により計量される値をいいます。

(41) 契約使用期間

契約上使用できる期間をいいます。

(42) 発電バランスンググループ

31(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31(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。

(43) 需要バランスンググループ

31(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31（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。

(44) 需要抑制バラシンググループ

31（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31（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。

(45) 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。

(46) 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。

(47) 動 力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(48) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(49) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，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。

(50) 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。

(51) 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。

(52) 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等について、当社から行なう指令をいいます。

(53) 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、4月30日、5月1日、5月2日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(54) 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(55) 貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(56) 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。

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えた情報については、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，同時最大受電電力，最大連系電力等，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その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、発電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、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氣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がたい，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上適当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 契約者および需要者が、当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と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5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ 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氣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がたい、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上
適当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がたいこと。
- ホ 発電契約者が当社を代理して、発電者との間で、系統連系受電契約
(発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。)を締結
すること。
- ヘ 発電契約者が、原則として、18(料金)(3)に定める発電者に係る料
金、延滞利息および契約超過金を、34(支払義務の発生および支払期
日)(4)に定める期日までの間、当社に代わり、発電者から受領し、当
社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務
を受託すること。
- ト 発電契約者が、35(料金その他の支払方法)(3)ロの場合を除き、18
(料金)(3)に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の
支払い業務を発電者から無償で受託すること。
- チ 発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合、発
電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。
- リ 当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合、発電契約者が、
当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを
承諾すること。
- ヌ 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。
- ただし、当社と特定契約を締結する発電者(発電契約者が発電者との
間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。)および発

電契約者と同一の者である発電者については、ホ、ヘ、ト、チおよびリ
の要件を除きます。

なお、当社は、発電契約者に対して、系統連系受電契約の締結または
変更について、当社を代理する権利を付与いたします。

(3) 発電者が系統連系受電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 新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に
変更が生じる場合、発電者が当該契約の締結または変更について当社
を代理する発電契約者に対して申し出ること。

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（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣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がたが、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
に相当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、発電者が当社からの給電指
令にしたがうこと。

ホ 発電者が、原則として、18（料金）(3)に定める発電者に係る料金、
延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ 発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電す
ることについて承諾すること。

ただし、発電契約者と同一の者である発電者については、イおよびホ
の要件を除きます。

(4) 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こと。
 - 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せん。）
 - 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こと。
- (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30（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。

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、発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電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 cases 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。

ロ 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

なお、4（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは、代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。

(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 発電場所における負荷設備および受電設備
- g 予備送電サービスの希望の有無
- 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、他の発電契約者の契約の申込みにもなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によっ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、工事の可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 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。

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，系統連系受電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)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および8（契約の要件）(2)ヌ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）(4)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、発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび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でない場合、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でない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でない場合で、当社が当該文書および承諾書の写しの提出を不要と判断するときは、当該文書および承諾書の写し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)リ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）(4)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）を希望される場合の契約使用期間

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) 契約者の名称

(ロ) 連絡体制

(ハ) 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

(ニ) 振替供給の開始希望日

ハ 発電量調整供給の場合

(イ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ロ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ハ) 発電量調整受電計画電力

(ニ) 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

(ホ) 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

(ヘ) 連絡体制

ニ 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31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
- (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) 需要抑制量調整供給の開始希望日
- (ル) 連絡体制

なお、需要抑制バランスンググループごとの(ト)の算定方法となる31（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ただ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関し、(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。

- (8) 契約者、発電契約者、発電者および需要者が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場合は、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、契約者、発電契約者、発電者および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、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。

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、系統連系受電契約は、系統連系受電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）を利用される場合を除き、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）を利用され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 発電量調整供給の場合

- (イ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き、発電量調整供給契約または系統連系受電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発電量調整供給契約もしくは系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、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) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ 振替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、契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、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、系統連
系受電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。）および予備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。

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 20,000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 100,000ボルト

予備送電サービス契約電力	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 20,000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 100,000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、）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るときは、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あります。

- (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あります。
- (6) 周波数は、標準周波数60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入出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で、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，43（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，43（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相当でなく、他の電気の利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発電場所について1系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力供給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、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とき。

(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したします。) 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したします。) および発電バランス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。また、当社は、当社が特定契約を締結している場合(発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。)を除き、原則として、あらかじめ定めた発電場所について、1系統連系受電契約を結びます。

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(極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。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発電バランスンググループに属するものとしたします。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特別措置法第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、特定契約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スンググループに含まれる場合は、次のとおりとしたします。

イ 附則4(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nsingグループ（以下「特例発電バラnsing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nsingグループを設定していただきます。

ロ 附則 4（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nsing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nsing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nsing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、低圧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（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、1 需要抑制バランスンググループに属するものとしたします。

また、需要抑制契約者が1 需要抑制バランス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31（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に属することはできないものとしたします。

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、用地事情ならびに料金、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。〕）としたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務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、系統連系受電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、発電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、ロによって算定された日程等別料金，24（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26（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「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(イ) 検 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31（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) 31 (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

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は、23 (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26 (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) 発電者に係る料金

イ 発電者に係る料金は、ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ 系統連系受電サービス料金は、22 (系統連系受電サービス) によって、(イ)、(ロ)または(ハ)に定める日 (以下「受電側料金算定日」といいます。) に算定いたします。

(イ) 検 針 日

(ロ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合、消滅日 (特別の事情があり、その受電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。)

(ハ) 31 (電力および電力量の算定) (29)の場合、電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし、その1月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4) 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、25 (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時。

(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利用される場合は、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利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利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きときは、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。
- (d) 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、(i)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。）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) 低圧で供給する場合で、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（低圧で供給する場合に限りです。）、負荷設備または受電設備を変更される場合は、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

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利用される場合等で、接続供給の開始日からの1年間を通じての最大の負荷で契約することが適当でない認められるときは、接続供給の開始日から1年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。

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、当該不足電力の補給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、当該不足電力の補給の供給分につき、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、当該不足電力の補給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、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

なお、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

(i) 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)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	39円09銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	78円19銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	156円37銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	234円55銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	390円93銭
100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	390円93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	1 1 6 円 7 7 銭
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 3 3 円 5 3 銭
100ボルトアンペアをこえる1機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	1 1 6 円 7 7 銭

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、(ロ) 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。

(ロ) 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(ロ) 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当と認めた場合は、(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)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	227円38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	162円24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	81円13銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	243円36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	7円87銭
------------	-------

(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(ロ) 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)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	227円38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	162円24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	8 1 円 1 3 銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	2 4 3 円 3 6 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	8 円 2 6 銭
-------------	-----------

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	7 円 4 4 銭
-------------	-----------

(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)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。

1 キロワット時につき	11円59銭
-------------	--------

(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)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	571円44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(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	379円26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。

(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	5円58銭
------------	-------

(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。

(ハ) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(ホ) 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)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。

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	571円44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(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	379円26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。

(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	5円84銭
------------	-------

ii 夜間時間

1キロワット時につき	5円29銭
------------	-------

(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)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。

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)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したします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりとしたします。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、半額としたし
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、当該不足電力の補給
分に相当する基本料金は、半額としたします。

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
気を使用した期間がある場合で、その期間が前月の当該電気
を使用しなかった期間を上回らないときは、その期間における当
該電気の使用は、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	553円28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61銭
------------	-------

(ロ) 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)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、当該不足電力の補給

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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、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	553円28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	2円79銭
------------	-------

ii 夜間時間

1キロワット時につき	2円40銭
------------	-------

(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)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。

1 キロワット時につき	11円68銭
-------------	--------

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 20,000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100,000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)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、当該不足電力の補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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは、その期間における当

該電気の使用は、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	482円05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27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 20,000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100,000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

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したします。

(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、当該不足電力の補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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、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	482円05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 3 4 銭
-------------	-----------

ii 夜間時間

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

(ハ) 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 20,000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100,000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)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。

1 キロワット時につき	9円16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、当該不足電力の補給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、当該不足電力の補給以外の

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	470円28銭
	特別高圧で供給する場合	409円75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相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、反復使用するものに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、）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。

(ロ) 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ゃ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。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所におけ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)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いたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円47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	6円93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	6円93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	69円34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	69円34銭

(d) 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ないこと。

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)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(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

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することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) c (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。

(ハ) 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したします。

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	93円86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。

(二) 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したします。

(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することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ホ)c(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増したものを適用いたします。

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。

(ロ) 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)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)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することとし、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

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。

(ロ) 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 20,000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100,000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)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)ハ(イ)c(a)に

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することとし、19（接続送電サービス）(3)ハ(i) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

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、契約使用期間満了の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（高圧または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（需要者の発電設備の検査、補修または事故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行なう場合は、原則として、当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）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の損失補正率で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1キロワットにつき	高圧で供給する場合	84円66銭
	特別高圧で供給する場合	67円00銭

ロ 予備送電サービス B

予備送電サービス契約電力1キロワットにつき	高圧で供給する場合	109円00銭
	特別高圧で供給する場合	107円50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

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用することができます。

ハ 契約者または発電契約者が希望される場合は、1受電地点または1

供給地点ごとに予備送電サービスAと予備送電サービスBとをあわせて利用することができます。

ニ その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、接続供給の場合は、19（接続送電サービス）に準ずるものとしたします。

22 系統連系受電サービス

(1) 適用範囲

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に当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バラシンググループごとに定めます。

イ 発電場所が1発電バラシンググループに属している場合

(i) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ii) (i) 以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその1月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ 発電場所が複数の発電バラシンググループに属している場合

(i) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バラシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたし

ます。

(ロ) (イ) 以外の場合

発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

ハイおよびロにおいて、系統連系受電課金対象電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。

(イ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット

(ロ) 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電流10アンペア

ただし、接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は、0.5キロワットとみなし、15アンペアの場合は、1.5キロワットとみなします。

(ハ) 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容量1キロボルトアンペア

(ニ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける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。）1キロボルトアンペア

ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(ホ) 附則3（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）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット

(3) 系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は、受電地点ごとに、発電バラシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ 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、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は、半額といたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	85円10銭
-----------------------	--------

ロ 電力量料金

電力量料金は、その1月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	23銭
------------	-----

ハ 系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は、基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引A」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引B」といいます。）とし、受電地点ごとに、発電バラシンググループごとに、次により算定いたします。

(イ) 適用

a 系統設備効率化割引A

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所

等」といいます。)が割引対象変電所等(別表2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分A-1, A-2またはA-3に該当する変電所等といたします。)の場合に適用いたします。

なお, 連系変電所等は, あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b 系統設備効率化割引B

低圧または高圧で受電する場合で, 連系変電所等が割引対象変電所等(別表2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分B-1またはB-2に該当する変電所等といたします。)のときに適用いたします。

なお, 連系変電所等は, あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ロ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は, aの系統設備効率化割引A単価およびbの系統設備効率化割引B単価を合計した値といたします。

a 系統設備効率化割引A単価

系統設備効率化割引Aに係る単価とし, 1月につき次のとおりといたします。

(a) 受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単 価
系統連系受電 課金対象電力 1キロワット につき	別表2(系統設備効率化割引の対象変電所等)(1)の割引区分A-1の場合	38円56銭
	別表2(系統設備効率化割引の対象変電所等)(1)の割引区分A-2の場合	7円93銭
	別表2(系統設備効率化割引の対象変電所等)(1)の割引区分A-3の場合	3円97銭

(b) (a) 以外の場合

	連系変電所等	単 価
系統連系受電 課金対象電力 1キロワット につき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A-1の場合	38円56銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A-2の場合	15円86銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A-3の場合	7円93銭

b 系統設備効率化割引B単価

系統設備効率化割引Bに係る単価とし、1月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単 価
系統連系受電 課金対象電力 1キロワット につき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分B-1の場合	39円74銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分B-2の場合	16円36銭

(ハ) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は、(2)の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は、半額といたします。

ニ そ の 他

系統連系受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。

23 発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

発電バラシンググループにおいて、39（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規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」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 接続対象計画差対応電力

(1) 適用

39（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。

ロ 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(イ)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。

25 需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

需要抑制バラランシ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。

ロ 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剰電力量に(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。

26 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

39（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、給電指令等の間、31（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

39（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ス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、給電指令等の間、31（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、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、当社の電力系統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し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）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

27 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。

28 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。

また、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の受電地点における検針日と供給地点における検針日は、原則として同一の日といたします。

- (2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は、検針に伺った日に検針を行なっ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、ロの場合は、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) (3)の場合で、検針を行なったときは、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。
- (6) (4)イの場合で、検針を行なわなかったときは、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ったものといたします。
- (7) (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。

29 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「供給側検針期間」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 高圧または特別高圧で供給する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合、電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは、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「供給側計量期間」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31（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) 系統連系受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「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期

間は、その受電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 高圧または特別高圧で受電する場合で、当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合、電力量または最大連系電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは、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「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電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。

(3) 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日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は、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。）といたします。

30 計 量

(1) 当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型等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等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38（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あります。この場合、仕訳に必要な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、31（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および発電者にお知らせいたします。

なお、発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは、発電契約者を通じて行ないます。

- (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。

31 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。

ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は、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。

また、料金の算定期間の発電量調整受電電力量は、30分ごとの発電量調整受電電力量を、受電地点ごとに、料金の算定期間（ただし、発電契約者が受電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。

(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の損失補正率で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（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（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ものといたします。

(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。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします.)}}$$

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超える場合は、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単一とする場合

(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場合

$$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(32 [損失率] に定める損失率といたします。)} } \right\}$$

－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場合

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場合

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(32 [損失率] に定める損失率といたします。)} }$$

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場合

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場合

ベースラインー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場合

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。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}}$$

- (ロ) 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

ベースラインー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

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} =$$

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right\}$$

- (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

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

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。）

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率} (32 \text{ [損失率] に定める損失率といたします。)} } \right\}$$

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、発電バランス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、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は、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。

(イ) (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。

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) 次の場合で、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。

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

- a 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出力の抑制を実施した場合
- b 39（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単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。）を実施したとき。
- c 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。
- d 39（給電指令の実施等）(2)への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
- (ハ) 次の場合で、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，次により算定された値といたします。

a 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は，零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

b ファーム電源に対して、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力

量とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

c ノンファーム電源であり、かつ、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、39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し

引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は，零といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対

象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

$$\begin{aligned} &= \text{発電量調整受電計画電力量} \\ &\quad - 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 \\ &\quad - 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 \\ &\quad - \text{発電量調整受電電力量} \end{aligned}$$

(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。

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出力の抑制を実

施し、給電指令時補給を行なった場合、39（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、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、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の算定は、(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－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。

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。

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、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。

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時の上式は、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

= 需要抑制量調整受電計画電力量

$$+ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1 - \text{損失率(32 [損失率] に定める損失率といたします。)}\}} - \text{ベースライン}$$

(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)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

= 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

(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) 28（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、最大連系電力等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、最大連系電力等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あります。

(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、最大連系電力等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、最大連系電力等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、最大連系電力等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また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、その値を、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。

32 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	8.6パーセント
高圧で供給する場合	3.2パーセント
特別高圧で供給する場合	1.3パーセント

33 料 金 の 算 定

(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，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，系統連系受電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 発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合
- ニ 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，契約受電電力，同時最

大受電電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合

ホ 29（料金の算定期間）(1)イの場合で、供給側検針期間の日数がその供給側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。

へ 29（料金の算定期間）(1)ロの場合で、供給側計量期間の日数がその供給側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。

ト 29（料金の算定期間）(2)イの場合で、受電側検針期間の日数がその受電側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。

チ 29（料金の算定期間）(2)ロの場合で、受電側計量期間の日数がその受電側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)ロからチまでの場合は、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、ピークシフト割引額および系統設備効率化割引額について、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

$$1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし、(1)ホ、へ、トまたはチに該当する場合は、

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

といたします。

ロ ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし、(1)ホ、へ、トまたはチに該当する場合は、

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

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)ニ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) (1)ハ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発電契約者が受電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)ニ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。

- (5) 契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、次のとおりといたします。

イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点または受電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 供給地点または受電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または発電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。

- (6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（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)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)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。

(7) 29 (料金の算定期間) (1)ロまたは29 (料金の算定期間) (2)ロの場合は、(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、供給側計量期間または受電側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、もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、計量日といたします。

(8) 契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電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 供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日 (その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側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 供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電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供給側検針期間または受電側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。

(9) 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。

- (10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整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たします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み、接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給または発電量調整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。

34 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)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。
- (2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は、18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
- (3) 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、31（電力および電力量の算定）(29)の場合で、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。）以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。

(4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)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たします。

イ 55（解約等）(1)により解約となった場合

ロ 契約者，発電契約者，発電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，発電者または需要抑制契約者が破産，再生，会社更生，特別清算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，発電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，発電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，発電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，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおりといたします。

イ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへ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、発電者または需要抑制契約者が(4)イからへ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たします。ただし、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が(4)イからへ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。

ロ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が(4)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、(4)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、発電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、発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

(6) 当社は、(3)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。

35 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) 発電者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 発電者の料金については、ロによって支払われる場合を除き、そのつど、発電者から発電契約者に支払っていただきます。

なお、支払われた料金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当社へ引き渡していただきます。

また、引き渡しにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ 次の場合には、発電者の料金について、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、発電者の負担といたします。

(イ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ロ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で、発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ハ) その他当社が必要と認めた場合

ハ 発電者の料金について、支払いは、次のときになされたものといた
します。

(イ) イの場合、発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ロ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合、発電
者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ 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
者から支払っていただきます。

ホ 発電者の料金は、原則として、支払義務の発生した順序で支払って
いただきます。

ヘ この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金、延滞
利息および契約超過金以外の債務（保証金、違約金その他この約款か
ら生ずる金銭債務をいいます。）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、発電者の負担といたします。

(4) 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したします。

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。

(5) 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等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したします。

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。

36 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には、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。

(イ) 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、31（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31（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相当と認められ、40（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あります。

ホ 当社は、保証金について利息を付しません。

へ 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あります。

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) 発電者の場合は、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者、新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から、系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって、または系統連系受電サービス継続の条件として、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、系統連系受電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、保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

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系統連系受電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。

(4) 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あります。

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。

37 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、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 給

38 託送供給等の実施

(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相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 契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要がある場合には、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。

へ 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、39（給電指令の実施等）および76（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、契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

(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。

ロ 契約者がイで通知した計画を変更する必要がある場合には、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。

ロ 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相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 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、ロ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。

ヘ 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要がある場合には、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を限り、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。

ト 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。

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、39（給電指令の実施等）および76（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、発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

(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相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 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。
- へ 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要がある場合には、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。
- ト 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。

39 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、38（託送供給等の実施）(3)トにかかわらず、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。この場合、当社は、必要に応じて、契約者、発電契約者、発電者または需要者にお知らせいた

します。

- 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，原子力発電または水力発電等を抑制する必要性が生じた場合
 - ニ 振替供給の場合，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 イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）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し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要性が生じたとき。
 - ヘ イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）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し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要性が生じたとき。
 - ト 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，ホ，ヘまたはトのときには，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が中止された場合（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、ホ、へまたはトの場合で、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、ホ、へ、トまたは(3)によって、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、(2)ロの場合で、発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で、電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは、その部分については割引いたしません。

イ 低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

(イ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、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 高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(イ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、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、次の算式により修正したうえで合計いたします。

a 発電量調整受電電力を制限した場合

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

H' = 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H = 制限時間

D = 当該受電地点の同時最大受電電力

d = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

b 発電量調整受電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受電地点の基準となる電力量（発電者の平常運転時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。）

B = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

c 発電量調整受電電力および発電量調整受電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発電者に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。この場合の1月につき1日とは、1暦月の1暦日における1回の工事による制限または中止の時間といたします。

(9) 当社は、(2)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、これにともなう料金の減額は行ないません。

(10) 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。

(11) 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っ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。

40 適正契約の保持等

- (1) 当社は、契約者、発電契約者、発電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、系統連系受電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または同時最大受電電力をこえる場合には、その契約受電電力または同時最大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、31（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、31（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、31（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。）、31（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31（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。

41 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したもの（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たします。

- (2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として発電者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過受電電力は、次によって受電地点ごとに、発電バラシンググループごとに定めます。

イ 発電場所が1発電バラシンググループに属している場合

- (イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その1月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

- (ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その1月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続

送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

ロ 発電場所が複数の発電バラnsingグループに属している場合

- (イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バラnsingグループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

- (ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バラnsingグループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

ハ イおよびロにおいて、契約超過受電電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。

- (イ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット
(ロ) 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電流10アンペア

ただし、接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は、0.5キロワットとみなし、15アンペアの場合は、1.5キロワットとみなします。

- (ハ) 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容量

1 キロボルトアンペア

- (ニ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける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。）1キロボルトアンペア

ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

- (ホ) 附則3（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）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット

- (3) 契約超過金の支払期日、支払方法等については、次のとおりといたします。

イ 契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側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、供給側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。

なお、契約超過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、契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。

ロ 発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は、受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに、原則として、そ

の系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

なお、契約超過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、契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。

42 カ率の保持

(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、軽負荷時には進相用コンデンサの開放により、進み力率とならないようにしていただきます。また、契約者の負担で適当な調整装

置を需要場所に施設していただくことがあります。

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。

43 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お求めに応じ、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) 76（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ら、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) 45（託送供給等の停止）、53（契約の廃止）または55（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、発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立、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係る保安の確認に必要な業務

44 託送供給等にもなう協力

- (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氣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。

45 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 62（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線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，発電契約者または発電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供給設備を使用，電気を使用または発電もしくは放電された場合

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 43（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 44（託送供給等にもなう協力）によって必要となる措置を講じら

れない場合

(3) 契約者、発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で、40（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または同時最大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（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限りです。）

(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いません。

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。

46 託送供給等の停止の解除

45（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。

47 託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整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またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（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。

48 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、系統連系受電契約については発電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 45（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、不正な使用方法または発電・放電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または不正に発電もしくは放電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。

49 損害賠償の免責

- (1) 11（託送供給等の開始）(1)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を開始できなかった場合には、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。
- (2) 39（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、または中止した場合には、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。
- (3) 契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者および需要者が9（検討および契約の申込み）(8)による措置を講じなかったことによって生じた損害については、当社は、その賠償の責めを負いません。
- (4) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは電力量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、電力量調整供給契約、系統連系受電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。
- (5) 45（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55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)口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。
- (6) 当社は、その他の事故によって契約者、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。た

だし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。

50 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の合計額

VI 契約の変更および終了

51 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，系統連系受電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，系統連系受電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，系統連系受電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ていただきます。

(2) 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（記録型等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ったときには，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つ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（記録型等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ったときには、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。

- (3) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、当社の供給設備を同一条件で継続して利用されることまたは反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者から発電設備等の検査、補修、休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出があるときは、正当な理由がない限り、契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。
- (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。

52 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、発電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，発電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，系統連系受電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で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，発電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ていただきます。ただし，新たな契約者，発電契約者または発電者が，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，発電量調整供給契約または系統連系受電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，当該発電量調整供給契約または当該系統連系受電契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)り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。

53 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する場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとす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する場合は，契約者，発電契約者，発電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，当社に通知していただきます。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していただきます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用されることまたは反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者または発電者から発電設備等の検査、補修、休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は、正当な理由がない限り、(1)にかかわらず、発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものいたします。

(3) 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は、55（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者、発電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、発電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、系統連系受電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、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、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。

(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお、この場合には、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系

受電契約は変更され、または消滅するものとしたします。

- (5) 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したします。

54 供給開始後の契約の消滅または変更に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したします。

イ 接続供給の場合

(イ) 低圧で供給する場合

- a 契約者が接続送電サービス契約電力、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したものを適用いたします。

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。

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とともない新たに施設した供給設備について、73（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。

- 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する場合は、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したものを適用いたします。

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。

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、73（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せん。

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。

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。

また、当社は、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、または増加されたことにもない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で、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を除きます。）について、73（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せん。

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する場合は、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。

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る分したものといたします。

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、73（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。

- (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、補修または事故により生じた不足電力の補給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する場合は、(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された日は、需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし、接続送電サービス契約電力を増加された日は、需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし、接続送電サービス契約電力を減少される日は、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する日といたします。

ロ 発電量調整供給の場合

(イ) 発電契約者が契約受電電力、同時最大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で、新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには、当社は、撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）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、同時最大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する場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力、同時最大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（諸掛りを含みます。）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)に準じて精算を行いません。

(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。

55 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、系統連系受電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、系統連系受電契約を解約した場合には、当該発電場所に係る発電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。

この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者、発電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、発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、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 45（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

ロ 契約者、発電契約者、発電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) 発電契約者と当社が、発電者の料金、延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。

(ハ) 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。）、系統連系受電契約（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

(ニ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ホ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）

にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ 契約者、発電契約者、発電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、発電者または需要抑制契約者

にその改善を求めた場合で、40（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相当と認められるとき。
 - (ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大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。

- (3) 発電者がその発電場所において、その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電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、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

- (4) 発電場所が複数の発電バランスンググループに属しており、かつ、発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で、系統連系受電契約を解約したときは、当該発電契約者からの申出がない場合であっても、発電量調整供給契約を変更していただくものとし、当社は、その旨を発電契約者に通知いたします。

なお、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電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。

- (5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

56 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、系統連系受電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、系統連系受電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

57 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，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電氣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，当社の電線路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) 59（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，当社の電線路または引込線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、当社の電線路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 59（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。

58 架空引込線

- (1) 当社の電線路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、当社の電線路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。）は当社が行いません。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。

59 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相当と認められる場合で、当社の電線路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需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)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は、当社の電線路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、暗きょ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)に準じて接続を行いません。この場合、当社は、67(受電地点への供給設備の工事費負担金)(2)、(4)または70(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。

60 接続引込線等

- (1) 当社は、建物の密集場所等特別の事情がある場所では、接続引込線(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電線路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あります。

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接続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。

61 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。

62 引込線の接続

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接続は、当社が行ないます。

なお、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（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

63 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，変成器箱および変成器の2次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）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，次のとおりといたします。ただし，記録型等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 接続供給電力量および最大需要電力等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68（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，あらかじめ鍵の提出等

解錠に必要な協力を行なっ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したします。
- (4) 当社は，記録型等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したします。
- (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する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費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，その付属装置および区分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。

64 通信設備の施設

- (1) 給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。
- (2) 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。

- (3) 給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，次のとおりといたします。

イ 給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，68（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。ただし、N-1電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

ロ 給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、発電者または需要者と当社との協議により定めます。

なお、給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は、発電者または需要者から無償で提供していただきます。

- (4) 当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は、原則として発電場所内または需要場所内の地点とし、契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし、山間地、離島等の場合、その他特別の事情がある場合は、契約者または発電契約者と当社との協議により、発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。
- (5) (4)の接続点から当社側の通信設備は、原則として当社の所有とし、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。
- (6) 契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合(一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。)には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

65 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67(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70（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 44（託送供給等にとまなう協力）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（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）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の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）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圧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時。

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

66 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する場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者から申し受けます。

VIII 工事費の負担

67 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、別冊に定める標準設計基準による設計（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つて、変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止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 標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合
- b 架空受電側接続設備によって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 その他標準設計をこえる設計で受電に必要な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) 65（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、65（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、発電等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、この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（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	1,320円00銭
--------------------	-----------

- ロ 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、65（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、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）または64（通信設備の施設）によって実費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。
- ロ 44（託送供給等にもなう協力）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、もしくは契約受電電力を増加される場合また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）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

ことによっては必要となる工事費（(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、諸経費、補償費、建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）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。

(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をいいます。）は、工事費に含みません。ただし、架空電線路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) 架空電線路の経過地に建造物の構築、竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行わ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。

(ハ) 建設分担関連費は、工事期間が12月以上を要し、かつ、工事費が50億円以上の場合に限り、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。

なお、(2)イ(イ)の標準設計工事費をこえる金額は、実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

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、施設後3年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は、その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕、その他の場合はその設備の使用開始の日から3年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）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（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ (2)イ(ハ)の場合、施設後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。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認められた供給設備に限ります。)とみなします。

へ 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当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あ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。

68 受電用計量器等の工事費負担金

(1) 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、その工事に要した費用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。

- (2) 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給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには、当社は、その工事に要した費用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。

69 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。

70 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

- (i) 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場合を除きます。）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。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）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	27,170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。

a 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え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、次により算定いたします。

$$\begin{aligned} & \text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \\ & \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}} \end{aligned}$$

ロ 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 増 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 20,000ボルトで 供 給 す る 場 合	5 5 0 円 0 0 銭
	標 準 電 圧 60,000ボルトで 供 給 す る 場 合	1 7 6 円 0 0 銭
	標 準 電 圧 100,000ボルトで 供 給 す る 場 合	1 1 0 円 0 0 銭

なお、標準電圧20,000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には、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。

また、標準電圧20,000ボルト、60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は、その工事に要した費用の全額といたします。

(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 増 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 20,000ボルトで 供 給 す る 場 合	6 7 1 円 0 0 銭
	標 準 電 圧 60,000ボルトで 供 給 す る 場 合	5 3 9 円 0 0 銭
	標 準 電 圧 100,000ボルトで 供 給 す る 場 合	3 3 0 円 0 0 銭

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。

また、標準電圧20,000ボルト、60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は、その工事に要した費用の全額といたします。

(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、次の算式によって算定いたします。

なお、スポットネットワーク方式とは、当社が技術上、経済上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。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$$

この場合、工事費相当額は、次のとおりといたします。

$$(b) \text{の工事費単価} \times \{100\% - \text{セント} + 20\% - \text{セント} \times (\text{利用回線数} - 1)\}$$

b 当 社 負 担 額

新増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
--------------------------	-----------

(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、施設後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（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、補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて値を定める場合を含みます。）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 標準設計をこえる電線または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供給側接続設備により供給する場合

c その他標準設計をこえる設計で供給に必要な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) 65（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、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

- ロ 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、65（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、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）、64（通信設備の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費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。

- ロ 44（託送供給等にもなう協力）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、諸経費、補償費、建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）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。

(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をいいます。）は、工事費に含みません。ただし、架空電線路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) 架空電線路の経過地に建造物の構築、竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわ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。

(ハ) 建設分担関連費は、工事期間が12月以上を要し、かつ、工事費が50億円以上の場合に限り、工事費に含みます。

(ト) 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、73（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。

なお、(2)イ(イ)の標準設計工事費をこえる金額は、実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

ハ (2)イ(イ)または(ロ) a の場合で、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または(1)ロ(イ) a に定める工事費単価にもとづいて算定することが適当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)または(1)ロ(イ) a 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、施設後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。

へ (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当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工事費を算定いたします。

(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同一支持物に同時に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当と認められるとき（ハおよびへの場合を除きます。）は、イおよびロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(5) 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。

71 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 70（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 67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額または70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(イ)aに定める工事費単価および70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ロ)にもとづいて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（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

- a 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
 - b 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。）
 - c 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
- (d) 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て施設し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あります。
- 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施設後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施設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，67（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あります。
- 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施設後3年以内に行なわれる場合で，その供給設備を施設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あります。

なお、その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を施設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70（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。

72 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、調達した資材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った場合であっても、測量監督、調達した資材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。

73 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（諸掛りを含みます。）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，70（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，71（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。

74 工事費負担金契約書の作成

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，工事費負担金に関する必要な事項について，工事費負担金契約書を作成いたします。

なお，工事費負担金契約の締結は，工事着手前に行ないます。

IX 保 安

75 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。

76 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、ただちに適切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、適切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（発電設備等を含みます。）の設置、変更または修繕工事をされる場合は、あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また、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、すみやかにその内容を当社に

通知していただきます。これらの場合において、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立ち、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。

77 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、需要者のお求めに応じ、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等により、原則として調査時に行ないます。

78 調査等の委託

- (1) 当社は、77（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。

79 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、77（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。

80 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、無料とすることがあります。
- (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。

81 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) 77 (調 査)
- (2) 78 (調 査 等 の 委 託)
- (3) 79 (調 査 対 する 需 要 者 の 協 力)
- (4) 80 (検 査 又 は 工 事 の 受 託)

附

則

附 則

1 実 施 期 日

この約款は、2024年4月1日から実施いたします。

2 受電電圧および供給電圧についての特別措置

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、本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合、料金その他の供給条件は、高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3 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、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可能であること。

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あります。

(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しが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、(ヘ) c、(ト) c、ロ(イ) c、(ロ) c、(ハ) 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。

接続供給課金対象電力

＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋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。

接続供給課金対象電力量

＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

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、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相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、31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず、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、31（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。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－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，31（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。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－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，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，(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，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，30（計量）および附則6（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，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。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損失補正率によって修正したもの

といたします。

4 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、51（契約の変更）(2)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スンググループ（当該発電バランス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 特例発電バランスンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（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ス

ンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（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、23（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23（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23（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 特例発電バラシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（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。

なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バラシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（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。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供

給区域において売買取引を行なうものに限ります。)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。

この場合、26（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、特例発電バランスンググループに係る補給およびその他の発電バランスンググループに係る補給について、それぞれ26（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、特例発電バランス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、特例発電バランス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) 29（料金の算定期間）
- (ロ) 33（料金の算定）
- (ハ) 34（支払義務の発生および支払期日）
- (ニ) 35（料金その他の支払方法）
- (ホ) 36（保証金）
- (ヘ) 48（違約金）
- (ト) 55（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な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 ローカル系統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し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ 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。

ヌ リで定めた計画を変更する必要がある場合には、すみやかに当社に通知していただきます。

ル 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スンググループ（(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ク料といたします。

ロ インバランスク料は、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) 29（料金の算定期間）

(ロ) 33（料金の算定）

(ハ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ニ) 35（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発電場所について1系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力供給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、1電気方式、1引込、2計量をもって発電量調整供給を行いません。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、30（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等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等計量器により、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等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等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、31（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 38（託送供給等の実施）(3)ホは、適用いたしません。

ホ イの適用を廃止しようとす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切な処置を行いません。

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 特例発電バランス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（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得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ス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、38（託送供給等の実施）(3)ホ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 特例発電バランスンググループと同一計量する発電バランス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ス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、発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

5 離島についての特別措置

(1) 系統連系受電サービス料金

イ 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。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は、22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず、次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	ロ(イ)に定める離島	79円57銭
	ロ(ロ)に定める離島	79円53銭

ロ 離 島

(イ) 特別高圧系統のある離島

対馬島，海栗島，泊島，赤島，沖ノ島，島山島，壱岐島，若宮島，原島，長島，大島，種子島，奄美大島，加計呂麻島，与路島，請島，馬毛島

(ロ) 特別高圧系統のない離島

小呂島，上甌島，中甌島，下甌島，竹島，硫黄島，黒島，口之島，中之島，平島，諏訪之瀬島，悪石島，小宝島，宝島，屋久島，口永良部島，喜界島，徳之島，沖永良部島，与論島

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

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、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（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	45円60銭
-------------	--------

ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源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係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。

(3) 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、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)、24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（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	17円79銭
-------------	--------

6 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、最大連系電力等および最大需要電力等は、30（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、最大連系電力等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、最大連系電力等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パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7 記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

- (1) 低圧で供給する場合で、30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については、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月のうち記録型等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力、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力、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力、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あります。

- (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等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。

なお，高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は，原則として，発電量調整受電電力の最大値といたします。

8 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，31（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，31（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ング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

ランシンググループごとに定めます。この場合、31（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。

9 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、39（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、49（損害賠償の免責）(2)にかかわらず、発電契約者のお求めに応じ、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。

10 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、67（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。

11 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、72（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。

12 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)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日までおよび10月1日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前8時から午後4時までの時間
- (ロ) その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）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、1月2日、1月3日、12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの

時間

(ハ) 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係る事項（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月の最大需要電力等は、その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給の供給分につき、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な事項について、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、需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間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、土曜日、軽負荷期における平日の昼間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相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19(接続送電サービス)(4)の取扱いの適用後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、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年を通じた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相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。

ハ 附則3（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3（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)ロまたはイ(ロ)もしくはロ(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相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。

13 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。

14 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）(2)への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年1月31日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が2023年3月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限り、以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、26（給電指令時補給電力）(2)ニ、31（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

15 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は、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）(4)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こと。

(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せん。）

(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こと。

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シンググループと同一の需要バランシ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シンググループと同一の発電バランシ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シンググループと同一の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。

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（31〔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(配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシ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

発電バランシ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、23(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

発電バランシンググループにおいて、39(給電指令の実施等)(5)もしくは(6)また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等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

a 発電量調整受電計画差対応補給電力

(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)口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)口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

需要バランス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、24（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

39（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等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

需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、25（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

需要抑制バランシング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

発電バランスンググループまたは需要バランスンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、26（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

39（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等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、給電指令等の間、(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

39（給電指令の実施等）(5)もしくは(6)また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等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シ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、給電指令等の間、(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したします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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したします。また、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしく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したします。

(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、31（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、31（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、31（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、31（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、31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず、へ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。

へ 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、31（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、31（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、31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値

とし、発電バラnsingグループごとに算定いたします。

- (イ) 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いたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

- (ロ) 次の場合で、当社または配電事業者が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nsing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。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

- a 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出力の抑制を実施した場合
- b 39（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。）を実施したとき。
- c 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発

電設備等を含みます。) に対して出力の抑制を実施したとき。

d 39 (給電指令の実施等) (2)への場合で、ファーム電源 (配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。) に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で、当社または配電事業者が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は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

a 当社または配電事業者が39 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39 (給電指令の実施等) (2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39 (給電指令の実施等) (2)ホによる出力抑制対象電力量 (配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。) を下回る場合

39 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、39 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

- (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－ 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

- b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

- (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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

力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

- (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

- c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、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、39（給電指令の実施等）(2)への場合の給

電指令等および39（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

- (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

- (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画

差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

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

－39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は，零といたします。

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め

る出力の抑制に係る電力量を含みます。)に39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)を加えた値を下回る場合

39(給電指令の実施等)(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし、39(給電指令の実施等)(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、39(給電指令の実施等)(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。

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

－39(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)に39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)を加えた値と一致または上回る場合

39(給電指令の実施等)(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、39(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力

量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。

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

－ 39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－ 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、31（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、発電バランスンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしく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もしく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出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、39（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、

当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が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。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－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、31（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、31（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。

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、31（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、31（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。

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、31（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、31（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

＝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

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31（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時の上式は，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

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1 - \text{損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}\}} - \text{ベースライン}$$

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，31（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，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，31（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

= 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

(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、40（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、55（解約等）(1)ハ(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)にかか

ならず，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）(4)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4（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，特例発電バランス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、同一のバラシンググループに属することはできないものとしたします。

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シンググループ（当該発電バラ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したします。

(イ) 発電量調整供給に係る料金は、附則4（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したします。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) インバランスク料は、附則4（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したします。）としたします。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4（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な事項に関する文書を当社に提出していただきます。

- (ニ) ローカル系統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し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、(ハ)にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

- 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スンググループ（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ク料は、附則4（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、特例発電バランス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) 離島についての特別措置

イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

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，(4)イ(ロ) a (c)，(4)ロ(ロ) a (c)，(4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) d 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	45円60銭
-------------	--------

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしく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係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によ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，(4)イ(ロ) b (c)，(4)ロ(ロ) b (c)または(4)ハ(ロ) b (c)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	17円79銭
-------------	--------

(10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）(2)への場合で、みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、(4)ニ(ロ) d，(5)チおよび(5)リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

- (ii) 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。

16 N－1電制の実施についての特別措置

- (1) 当社は、39（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、39（給電指令の実施等）(ii)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、39（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、39（給電指令の実施等）(ii)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っ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、39（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、39（給電指令の実施等）(1)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っ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。

17 系統連系受電サービス等についての特別措置

- (1) 発電場所が、次のいずれかに該当する場合、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は、22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上、次に定める比を、22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過

金) (2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また、発電場所がイ(ハ)に該当する場合、22(系統連系受電サービス)(3)イの基本料金および22(系統連系受電サービス)(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上、まったく発電または放電しない場合とは、1月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ 発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ロ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され、かつ、当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で、接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ イ(イ)、(ロ)または(ハ)に該当する場合で、化石燃料を混焼するバイオマ

ス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第4条の2第2項第9号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則4（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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

- (2) (1)の場合で、特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず、当該契約を解約したときは、受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、系統連系受電契約は消滅するものとし、また、すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものいたします。

なお、この場合には、当社は、その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものいたします。

- (3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は、太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし、パワーコンディショナーを複数台設置し

ている場合は、各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。]をいいます。また、複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は、当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。) または同時最大受電電力が10キロワット未満(発電場所が、(1)イ(ハ)またはロ [(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。]に該当する場合は、当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。)の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 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10未満のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力(最小位までといたします。)の最大値が10キロワット未満のとき。

22(系統連系受電サービス)(3)に定める系統連系受電サービス料金および41(契約超過金)(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10以上のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力(最小位までといたします。)の最大値が10キロワット以上のとき。

(イ) 22(系統連系受電サービス)(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ロ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその1月の

接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は、次のとおりといたします。

a 41（契約超過金）(2)イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b 41（契約超過金）(2)イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

- (4) 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または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おいて、イに定める適用範囲に該当す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

原則として、2024年3月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第9条第4項に定める認定を受け、または、再生可能エネルギー特別措置法第7条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ 系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお、発電場所において、イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、(イ)、(ロ)または(ハ)により、イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力、系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め、系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(イ) 系統連系受電課金対象電力

a イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外

の場合

系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

なお、あん分に必要となる発電出力は、契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

b イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して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。

また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を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。

ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則4（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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、契約者、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ロ) 発電量調整受電電力量

- a イの発電設備が、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の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）(1)ただし書または附則4（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〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

- b イの発電設備が、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の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）(1)ただし書または附則4（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〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき、算定いたします。

なお、バイオマス比率は、算定後すみやかに発電契約者または発電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発電契約者または発電者から提出していただきます。

- (ハ) 契約超過受電電力

- a イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を発電出力

等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

- (b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

- b イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

- (a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

- (b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

- (5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において、揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合、当該発電量調整供給に係る電気の電力量については、22（系統連系受電サービス）(3)

ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし、発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は、次のとおりといたします。

イ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6) 発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は、次のとおりといたします。

イ 18（料金）(3)ロにおいて、当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ 22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上、次のとおりといたします。

(イ) 当社との電気の需給契約において、定額電灯、公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）または農事用電灯が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ロ) 当社との電気の需給契約において、公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合、公衆街路灯Aの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱い

ます。

(ハ) 当社との電気の需給契約における契約電力を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とみなし、当社との電気の需給契約における契約電流を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電流とみなし、当社との電気の需給契約における契約容量を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容量とみなし、当社との電気の需給契約における臨時電灯Aの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ 39（給電指令の実施等）(7)において、当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ニ 53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において、当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7) 2024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、イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は、別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間、ロまたはハといたします。

イ 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。

	市町村
福岡県	福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市，柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市，筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市，古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町，篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町，芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町，桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町，川崎町，福智町，吉富町
佐賀県	佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町，基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町
長崎県	長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町，川棚町，佐々町
大分県	別府市，津久見市
熊本県	熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町，長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町
宮崎県	宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町
鹿児島県	鹿児島市

ロ 受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A-2およびB-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A-2およびB-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ 受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合

の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

18 2025年3月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款の実施期日から2025年3月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については、39（給電指令の実施等）(9)または(10)にかかわらず、次のとおりといたします。

(1) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハ、トまたは(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、次の割引を行わ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キロワット未満のとき。

(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、33（料金の算定）

(1)イ、ロ、ニ、ホまたはヘの場合は、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，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，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，次の算式により修正したうえで合計いたします。

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（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

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（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等
にもとづき算定される推定接続供給電力量といたし
ます。）

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。

(2) (1)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。この場合の1月につき1日とは、1暦月の1暦日における1
回の工事による制限または中止の時間といたします。

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
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。

(3) 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、(1)およ
び(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

19 料金についての切替措置

2024年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては、当社は、33（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、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電力量料金は、料金の算定期間における2024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、電流制限器等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 電流制限器等による場合

$$\text{入力 (キロボルトアンペア)} = \text{制限される電流 (アンペア)} \text{ または電流制限器等の定格電流 (アンペア)} \times 100 \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ 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 系統設備効率化割引の対象変電所等

(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	割引対象変電所等
A-1	槻田系統開閉所，西谷変電所，北九州変電所， 到津変電所，上津役変電所，住吉変電所，赤坂変電所， 久留米変電所，南福岡変電所，古賀変電所， 東福岡変電所，長崎変電所，諫早変電所
A-2	門司変電所，若松変電所，西福岡変電所，脊振変電所， 三池変電所，筑豊変電所，山家変電所，伊都変電所， 中央変電所，木佐木変電所，苅田変電所， 南苅田系統開閉所，北佐賀変電所，鳥栖変電所， 武雄変電所，東佐世保変電所，北熊本変電所
A-3	東豊前変電所，豊前変電所，唐津変電所， 西九州変電所，西佐世保変電所，北長崎変電所， 南熊本変電所，緑川変電所，弓削変電所， 中九州変電所，熊本変電所
B-1	砂津変電所，堺町変電所，三郎丸変電所，小倉変電所， 旦過変電所，徳力変電所，横代変電所，前田変電所， 黒崎変電所，穴生変電所，上津役変電所，藤田変電所， 香椎変電所，箱崎変電所，多の津変電所， アイランドシティ変電所，前松原変電所，東浜変電所， 中洲変電所，板付変電所，土居町変電所，住吉変電所， 簗島変電所，竹下変電所，西春変電所，千代変電所， 堅粕変電所，古門戸変電所，須崎変電所，天神変電所， 大濠変電所，那の川変電所，今泉変電所， 渡辺通変電所，荒戸変電所，中尾変電所， 西福岡変電所，井尻変電所，野間変電所，姪浜変電所， 七隈変電所，長尾変電所，福陵変電所，西新変電所， 重留変電所，京町変電所，千本杉変電所， 久留米変電所，東町変電所，原古賀変電所， 原田変電所，白木原変電所，太宰府変電所， 篠栗変電所，志免変電所，亀山変電所，東福岡変電所， 長者原変電所，神辺変電所，丸山変電所， 宮ノ下変電所，新地変電所，巖原変電所， 佐須奈発電所，芦辺発電所，郷ノ浦変電所， 大分変電所，上野変電所，金池変電所，寒田変電所， 大江変電所，銀座橋変電所，慶徳変電所， 保田窪変電所，神水変電所，江津変電所，御領変電所， 新住用川発電所，名瀬発電所，中種子変電所， 古仁屋変電所

割引区分	割引対象変電所等
B - 2	錦町変電所，大里変電所，めかり変電所，原町変電所，洞海変電所，東畑変電所，戸畑変電所，大門変電所，金鶏町変電所，港町変電所，井堀変電所，三萩野変電所，曾根変電所，貫変電所，香月変電所，折尾変電所，浅川変電所，塩屋変電所，和白変電所，箱崎浜変電所，老岐変電所，今宿変電所，浜田変電所，嘉穂変電所，大淵変電所，通谷変電所，二日市変電所，上白水変電所，平田台変電所，古賀変電所，久保変電所，新宮変電所，若久変電所，神野変電所，大財変電所，高木瀬変電所，松原変電所，鍋島変電所，元石変電所，銭座変電所，賑橋変電所，浦上変電所，富士見変電所，花丘変電所，矢上変電所，大野変電所，大久保変電所，佐世保変電所，熊野変電所，日宇変電所，諫早変電所，豊玉発電所，久賀変電所，長与変電所，川棚変電所，小値賀変電所，阿瀬津変電所，奈良尾変電所，王子変電所，鶴崎変電所，中島変電所，日岡変電所，岡川変電所，寿町変電所，別府変電所，田の湯変電所，石垣変電所，下笠変電所，大山変電所，白杵変電所，津久見変電所，大岳変電所，日吉変電所，新町変電所，坪井変電所，花畑変電所，健軍変電所，池田変電所，近見変電所，弓削変電所，八代変電所，田迎変電所，清水変電所，青葉変電所，旭変電所，恒富変電所，城山変電所，田上変電所，鹿児島変電所，清滝変電所，名山変電所，谷山変電所，鴨池変電所，永田変電所，天文館変電所，紫原変電所，新種子島発電所，竜郷変電所

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として2028年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものいたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として2028年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものいたします。

また，2024年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発

電場所については、原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し、発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても、(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても、(1)の割引区分は、イにより適用するものといたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 2024年4月1日以降、受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限り。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について、発電量調整供給の開始または変更以降、(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は、その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間1回に限り、次のとおりといたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
A-1	A-1, A-2, A-3 または割引対象外	A-1
A-2	A-1	A-1
	A-2, A-3 または割引対象外	A-2
A-3	A-1	A-1
	A-2	A-2
	A-3 または割引対象外	A-3
B-1	B-1, B-2 または割引対象外	B-1
B-2	B-1	B-1
	B-2 または割引対象外	B-2

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。）を乗じます。

- (1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相 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、交流単相 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 (ワット) × 125パーセント
低 力 率 型	管灯の定格消費電力 (ワット) × 200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 (ワット)
	入 力 (ボルトアンペア)		
	高 力 率 型	低 力 率 型	
35以下	—	160	出力 (ワット) ×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
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 (キロボルトピーク)	管電流 (短時間定格電流) (ミリアンペア)	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キロボルトピーク 以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過 30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過 50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過 100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過 200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超 過 100キロボルトピーク 以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク 超過 125キロボルトピーク 以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
		125キロボルトピーク 超過 150キロボルトピーク 以下	500ミリアンペア以下
	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5	
蓄電器放電式 診察用装置	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 日本産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

イ (1), (2), (3)および(4)によることが不相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。

$$\text{離島平均燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$$

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

B = 各離島平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均液化天然ガス価格

C = 各離島平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格

$$\alpha = 1.0000$$

$$\beta = 0.0000$$

$$\gamma = 0.0000$$

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、1 トン当たりの平均液化天然ガス価格および 1 トン当たりの平均石炭価格の単位は、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 銭とし、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

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

- (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

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

- (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。

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

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対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係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対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) 記録型等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対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対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対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。

へ 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	10ワットまでの1灯につき	1 銭 3 厘
	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	2 銭 5 厘
	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	5 銭 2 厘
灯	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	7 銭 7 厘
	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	1 2 銭 9 厘
	100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	1 2 銭 9 厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの1機器につき	3 銭 9 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	7 銭 7 厘
	100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	3 銭 9 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	1 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	2 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	2 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	2 銭 1 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	2 銭 1 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	2銭2厘
-------------------------------	------

ロ 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	3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，1トン当たりの平均液化天然ガス価格，1トン当たりの平均石炭価格および(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、無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は、小数点以下第5位で四捨五入いたします。）に応じて、次のとおりといたします。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。

無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)	無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	100	1.0061	1.0345	70
0.1005	0.1752	99	1.0346	1.0636	69
0.1753	0.2279	98	1.0637	1.0931	68
0.2280	0.2718	97	1.0932	1.1231	67
0.2719	0.3106	96	1.1232	1.1536	66
0.3107	0.3461	95	1.1537	1.1848	65
0.3462	0.3793	94	1.1849	1.2166	64
0.3794	0.4108	93	1.2167	1.2490	63
0.4109	0.4409	92	1.2491	1.2822	62
0.4410	0.4701	91	1.2823	1.3161	61
0.4702	0.4984	90	1.3162	1.3508	60
0.4985	0.5261	89	1.3509	1.3864	59
0.5262	0.5533	88	1.3865	1.4229	58
0.5534	0.5801	87	1.4230	1.4603	57
0.5802	0.6066	86	1.4604	1.4988	56
0.6067	0.6329	85	1.4989	1.5384	55
0.6330	0.6590	84	1.5385	1.5792	54
0.6591	0.6850	83	1.5793	1.6211	53
0.6851	0.7110	82	1.6212	1.6644	52
0.7111	0.7370	81	1.6645	1.7091	51
0.7371	0.7630	80	1.7092	1.7554	50
0.7631	0.7892	79	1.7555	1.8031	49
0.7893	0.8154	78	1.8032	1.8526	48
0.8155	0.8419	77	1.8527	1.9039	47
0.8420	0.8685	76	1.9040	1.9571	46
0.8686	0.8954	75	1.9572	2.0124	45
0.8955	0.9225	74	2.0125	2.0700	44
0.9226	0.9500	73	2.0701	2.1299	43
0.9501	0.9778	72	2.1300	2.1923	42
0.9779	1.0060	71	2.1924	2.2576	41

無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)	無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	4 0	5.0299	5.3121	1 9
2.3259	2.3972	3 9	5.3122	5.6261	1 8
2.3973	2.4721	3 8	5.6262	5.9775	1 7
2.4722	2.5507	3 7	5.9776	6.3736	1 6
2.5508	2.6334	3 6	6.3737	6.8237	1 5
2.6335	2.7206	3 5	6.8238	7.3396	1 4
2.7207	2.8126	3 4	7.3397	7.9373	1 3
2.8127	2.9099	3 3	7.9374	8.6380	1 2
2.9100	3.0130	3 2	8.6381	9.4712	1 1
3.0131	3.1225	3 1	9.4713	10.4787	1 0
3.1226	3.2390	3 0	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	2 9	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	2 8	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	2 7	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	2 6	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	2 5	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	2 4	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	2 3	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	2 2	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	2 1	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	2 0			

なお、平均力率は、次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率 (パーセント)} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

- (2) 有効電力量および無効電力量の計量については、30（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、30（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パーセントの損失補正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の(2)によって算定した値を加えたものといたします。

(2) 差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は、次によって算定された値を、契約負荷設備の総容量といたします。

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

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相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は、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シ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えられた値とみなします。

発電バラシググループごとの発電計画

=みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バラシググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(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相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は、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當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。

(i) 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31（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シンググループを設定される場合の需要抑制バラン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えられた値といたします。

需要抑制バラン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

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(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。）を上回る場合

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。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた

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，33（料金の算定）(1)イ，ロ，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			契約灯个数×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それぞれの契約電力、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

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ 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、63（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

$$\frac{\text{計量電力量}}{100\text{パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$$

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)	翌々日 計画	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ごとの接続対象電力	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	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	週間計画と同一の時刻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) 翌々日計画以前において、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)	翌々日 計画	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	週間計画 と同一の 時刻の発 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	週間計画 と同一の 時刻の発 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) 計画外作業および計画作業の変更分については、発生のつど、すみ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) 翌々日計画以前において、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)	翌々日 計画	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ごとの需要抑制調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制調整受電電力	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ごとの需要抑制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	週間計画と同一の時刻の需要抑制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	—	—	—	—	—

(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) 翌々日計画以前において、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)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ ネオン管灯

2次電圧 (ボルト)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ 水 銀 灯

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
40以下	20	4.5
60以下	30	7
80以下	40	9
100以下	50	9
125以下	50	9
200以下	75	11
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	350	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

電動機定格出力 (キロワット)		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド [°])	使用電圧 100ボルト	50	50	75	75	75	100
	使用電圧 200ボルト	20	20	20	30	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	—	—	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	—	—	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	—	—	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 (マイクロファラッド)		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)によることが不相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。

託送供給等約款別冊 標準設計基準

2024年4月1日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊 標準設計基準

目 次

1	目 的	1
2	単 位 等	1
3	低圧または高圧電線路	2
4	特別高圧電線路	9
5	高圧変電設備	16
6	特別高圧変電設備	17
7	電力保安通信設備	19

1 目 的

(1) この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は、託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

この基準に定めのない事項については、法令で定める電気設備に関する技術基準、その他の法令、当社の設計基準等にもとづき技術上適当と認められる設計によります。この場合、その設計を標準設計といたします。

(2) 地形上その他周囲の状況から、この基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は、(1)にかかわらず技術上適当と認められる特殊な設計によることができるものとし、その設計を標準設計といたします。

(3) 材料および機器の規格は、日本産業規格、電力用規格等の規格に準じます。

2 単 位 等

単位等は次の記号で表示いたします。

単 位 等	記 号
ボルト	V
キロボルト	k V
アンペア	A
キロメートル	k m
メートル	m
ミリメートル	mm
平方ミリメートル	mm ²
ミリグラム	mg
パーセント	%

3 低圧または高圧電線路

(1) 一般基準

イ 電圧降下の許容限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は、次のとおりといたします。この場合、電線路は、受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

公 称 電 圧 (V)	低 圧		高 圧
	1 0 0	2 0 0	6 , 6 0 0
電圧降下許容限度 (V)	6	2 0	6 0 0

ロ 経 過 地 等

低圧または高圧電線路の起点、分岐点の位置および経過地は、将来の見通し、用地および環境面、工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ 電線路の種類

低圧または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相当と認められる場合には、地中電線路またはその他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ 電線路の施設

(イ) 低圧または高圧架空電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線張替え等のうち、技術上困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。

(ロ) 高圧架空電線路を単独に施設する場合は、原則として1回線といたします。

ロ 支持物の種類

(イ) 低圧または高圧架空電線路の支持物は、原則としてコンクリート柱または複合柱といたします。

なお、当社は、法令にしたがって、また、その地域に施設されている供給設備の状況を考慮して、技術上、経済上適当なものを選定いたします。

(ロ) 低圧または高圧架空電線路の支持物にコンクリート柱または複合柱を使用することが技術上、経済上適当でない場合は、他の支持物を使用いたします。

ハ 標準径間

低圧または高圧架空電線路の標準径間は、次によります。ただし、地理的条件、土地の状況等により標準径間で電線路を構築できない場合は、これ以外の径間で施設する場合があります。

施設地域	標準径間 (m)
市街地	40
その他	50

ニ 支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは、次によります。ただし、土地の状況上やむをえない場合、道路を横断する電線路を支持する場合、樹木、建造物、他の電線路等の工作物との離隔距離をとる場合、当該支持物に変圧器を取り付ける場合等は、この長さ以外のものを用いることがあります。

施設地域	低圧 (m)	高圧 (m)	低高圧併架 (m)
市街地	9	10	12
その他	9	9	10

ホ 装 柱

- (イ) 低圧架空電線路の装柱は垂直配列といたします。ただし、技術上、保守上適当でない場合および低圧単独線路については水平配列とすることがあります。
- (ロ) 高圧架空電線路の装柱は水平配列といたします。ただし、技術上、保守上適当でない場合は垂直配列とすることがあります。
- (ハ) 水平配列をする場合のアームは軽量腕金、垂直配列をする場合のアームは、低圧架空電線路はラック金物等、高圧架空電線路は高圧直付金物等を使用いたします。

ヘ 支線および支柱

低圧または高圧架空電線路の支持物強度の一部を分担するため、支線および支柱を施設いたします。ただし、支線には、土地の状況により、支線柱を使用することがあります。

ト が い し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは、次によります。

		通 り 用	引 留 用
低 圧	低 圧 線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
	引 込 線	低圧ピンがいし、低圧引留がいし、DVがいし等	
高 圧 線		高圧中実がいし 限流アークホーン付通りがいし	高圧耐張がいし 限流アークホーン付引留がいし

チ 電線の種類および太さ

- (イ) 低圧または高圧架空電線および高圧架空引込線には、アルミ線を

使用し、また、低圧引込線には硬銅線を使用いたします。ただし、技術上、経済上不適当な場合は、他の適当な材質のものを使用いたします。

(ロ) 低圧または高圧架空電線および架空引込線には、絶縁電線を使用いたします。ただし、低圧架空電線の中性線等の感電のおそれがない箇所および、高圧架空電線の海峡横断箇所等の人容易に立ち入らない長径間箇所においては、裸電線を使用することがあります。

(ハ) 電線の太さは、許容電流、短絡電流、電圧降下および機械的強度を考慮して、かつ、法令上の制限にしたがって、適用する電線の種類および最低電線サイズは第1表によるものとし、適用する電線サイズは第2表から選定いたします。

(第1表)

	絶縁電線		裸アルミ線
	アルミ線	硬銅線	
低 圧 電 線	25mm ² 以上	—	—
高 圧 電 線	25mm ² 以上	—	120mm ² 以上
低圧架空引込線	—	2.6mm以上	—
高圧架空引込線	25mm ² 以上	—	—

(第2表)

電線種類 および太さ		連続許容電流 (A)					裸 電 線
		OC電線	OE電線	OW電線	DV電線		
					導体2	導体3	
硬 銅 線	2.6mm	—	—	—	38	34	—
	3.2〃	—	—	—	50	44	—
	14mm ²	—	—	—	70	62	—
	22〃	—	—	—	92	80	—
	38〃	—	—	153	130	113	—
	60〃	—	—	206	174	152	—
	100〃	—	—	283	238	209	—
ア ル ミ 線	25〃	—	107	90	—	—	135
	58〃	—	177	145	—	—	225
	120〃	—	271	220	—	—	400
	200〃	473	—	—	—	—	540
	400〃	723	—	—	—	—	850

リ 柱上変圧器の種類と容量

(イ) 柱上変圧器の種類

柱上変圧器の種類は、単相変圧器または一体形変圧器とし、既設供給設備の状況等を考慮して、技術上、経済上最も適当なものを選定いたします。

(ロ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は、次の中から、技術上、経済上必要最小のものを選定いたします。

区 分	変 圧 器 容 量 (k V A)
単 相	10, 20, 30, 50, 100
一 体 形	20+10, 30+20, 50+30, 100+50

ヌ 電力用変圧器の結線

3相電力負荷に対しては、単相変圧器2台または一体形変圧器（単相変圧器2台を内蔵）1台を用いてV結線により使用いたします。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台を用いてΔ結線により使用いたします。

ル 変圧器の1次側開閉器

変圧器の1次側には保護用として、カットアウトを取り付けます。

ヲ 線路用区分開閉器の取付け

高圧架空電線路の保守上必要な箇所には、開閉器を施設いたします。

ワ 耐 雷 施 設

架空電線路には、避雷器、架空地線等の耐雷上必要な施設を設置いたします。

カ 特殊地域の施設

塩害、じん害、ガス害等の発生のおそれがある地域、または地盤軟弱、強風地域に施設する架空電線路には、塩害、じん害、ガス害、地盤軟弱、強風等に耐える構造のものを使用いたします。

ヨ 低圧または高圧架空引込線のこう長

低圧または高圧架空引込線のこう長は、50m以下といたします。ただし、低圧架空引込線のこう長は途中に支持物がある場合は、60m以下といたします。

タ 引込直付金物および引込用アームの取付け

引込直付金物および引込用アームの取付けは、次によります。

(イ) 引込線がある箇所は、引込直付金物を使用いたします。

なお、低圧ラック金物および変圧器が施設されている場合は、それぞれの下部に取り付けます。

(ロ) 次の場合は、引込直付金物にかえて引込用アームを使用いたします。

- a 昇降柱経路が確保できない場合
- b OW引込線がある場合
- c 引込柱の同一箇所からの引込線数が3を超過する場合
- d 引込幹線と分岐用電線の圧縮接続箇所が多く、引込幹線の縁廻りが過大となって輻輳する場合

(3) 地中電線路

イ 電線路の施設

低圧または高圧地中電線路の施設方法は、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ょ式によることといたします。

(イ) 直接埋設式

重量車両が通ることがなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

(ロ) 暗きょ式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一の場所に施設する場合

ロ ケーブルの選定

低圧または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、短絡電流、電圧降下、施設方法等を考慮して、原則として次の中から必要最小のものを選定いたします。

なお、ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格に準じた算定方法により、施設条件等を考慮して算定いたします。

種 類		太さ (mm ²)
架橋ポリエチレンケーブル	銅導体	14, 22, 38, 60, 100, 325, 725

ハ 工 事 方 法

技術上、経済上最も適当な方法により行ないます。

ニ 開閉器塔，変圧器塔の施設

- (イ) 地中電線路の保守上必要な箇所には、開閉器塔を施設いたします。
- (ロ) 変圧器を地上に施設する必要がある場合には、変圧器塔を施設いたします。

4 特別高圧電線路

(1) 一 般 基 準

イ 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は、次のとおりといたします。この場合、電線路は、受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電電所の引出口までといたします。

公 称 電 圧 (V)	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度 (V)	2,000	6,000	10,000

ロ 経 過 地 等

特別高圧電線路の起点、分岐点の位置および経過地は、将来の見通し、用地および環境面、工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ 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相当と認められる場合には、地中電線路またはその他の方法によります。

(2) 架 空 電 線 路

イ 電線路の施設

- (イ) 特別高圧架空電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線張替え等のうち、技術上困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。
- (ロ) 他の特別高圧架空電線路と併架する場合の電線架設順位は、電圧の高いものを上部、電圧の低いものを下部といたします。
- (ハ) 特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は、原則として1回線といたします。

ロ 支持物の種類

- (イ) 特別高圧架空電線路の支持物は、原則として鉄塔といたします。ただし、短期間で撤去される場合または関連系統との協調上、鉄塔とすることが妥当でない場合は、鉄塔以外の支持物を使用することがあります。
- (ロ) 22kVの特別高圧架空電線路を高圧架空電線路方式で施設する場合（以下「高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路」といいます。）には、原則としてコンクリート柱を使用いたします。

ハ 支持物の設計

特別高圧架空電線路の支持物の設計は、法令で定める電気設備に関する技術基準によるほか、原則として電気学会電気規格調査会標準規格によります。

ニ 標準径間

- (イ) 特別高圧架空電線路の標準径間は、次によります。

支持物種類	標準径間 (m)
鉄塔	200～300
その他	100～150

(ロ) 高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の標準径間は、次によります。

施設地域	標準径間 (m)
市街地	40
その他	50

ホ 装 柱

- (イ) 装柱は経過地，保守の条件等を勘案し，経済的な設計を行ないます。
- (ロ) 下記ト(イ)の塩じん害汚損地域区分C，DまたはEに該当する場合において，がいしを増結するときは，特殊装柱といたします。
- (ハ) 絶縁間隔は，次によります。ただし，がいし装置にアークホーンを取り付ける場合は，アークホーンの性能の面から次の数値を修正して用いることがあります。

電 圧 (kV)	22	66	110
所 要 が い し 個 数 (コ)	2 (注)	6	9 または 10
標 準 間 隔 (mm)	350	740	1,100
最 小 間 隔 (mm)	300	400	700
ジャンパー線と腕金との間隔 (mm)	400	890	1,320

(注) 高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の所がいし個数は1コといたします。

へ 鉄塔および鉄柱の基礎

コンクリート基礎といたします。

ト が い し

- (イ) 特別高圧架空電線路のがいしは，原則として250mm標準懸垂がいしとし，所がいし連結個数はホ(ハ)によります。ただし，塩じん

害等により汚損する箇所には、塩害対策専門委員会送変電分科会の推奨値および九州における汚損実績を勘案し、次のとおり標準がいし増結、スモッグがいし等を採用いたします。

塩じん害に対する最低必要がいし連結数

汚損地域区分		A	B	C	D	E (海岸のごく近傍)	
想定附着等価塩分量 mg/下面(中心部を除く)		50	100	200	400	海水のしぶきを対象とし3%塩水, 0.3mm/分水平分を想定	
海岸より の距離の 概略	台に 対し	50 km 程度 以上	10~ 50 km 程度	3~ 10 km 程度	0~ 3 km 程度	海岸の地形構造により 0~0.3kmまたは0~ 0.5km	
	季節 に 対し	10 km 程度 以上	3~ 10 km 程度	1~ 3 km 程度	0~ 1 km 程度	海岸の地形構造により 0~0.3km	
工場地域に 対して発煙 源よりの距離			工場地域周 辺等比較的 軽度の煙じ ん害地域	工場地域の 中心		/	
標がいし 懸垂 個数	110kV	9	9	9	※ 9	※	10
	66kV	6	6	6	6	※	6
	22kV以下	2	2	2	2		3

(注) 1 ※印はスモッグがいし

2 区分は場所により大幅に異なるので概略の目安を示します。

(ロ) 高压架空電線路方式の22kVの架空電線路に使用するがいしは、ラインポストがいしまたは長幹がいしといたします。

チ 電線の種類および太さ

(イ) 電線の種類および太さは、許容電流、短絡電流、電圧降下、径間長、着雪、経過地等を考慮して、原則として次の中から選定いたします。ただし、技術上、経済上やむをえない場合は、他の種類および太さの電線を使用することがあります。

電線種類	公称断面積 (mm ²)
アルミ覆鋼心アルミより線 (ACSR/AC)	160, 240, 410, 610
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR/AC)	160, 240, 410, 610

(ロ) 電線の許容電流

電線の許容電流は、次によります。

電線種類	公称断面積 (mm ²)	許容電流 (A)
アルミ覆鋼心アルミより線 (ACSR/AC)	160	467
	240	608
	410	846
	610	1,059
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR/AC)	160	725
	240	954
	410	1,349
	610	1,706

(ハ) 高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の電線は、アルミ絶縁電線といたします。また、電線の太さは次によります。

電線種類	公称断面積 (mm ²)	許容電流 (A)
アルミ絶縁電線	200	473

リ 架空地線の施設

(イ) 鉄塔および鉄柱には、原則として70mm²以上のアルミ覆鋼より線1条の架空地線を施設いたします。ただし、電磁誘導障害または著しい腐食のおそれのある箇所等には、他の電線を使用することがあります。

また、支持物の接地抵抗が高い箇所には、逆閃絡を防止するために、接地棒および埋設地線を施設いたします。

(ロ) 高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路には、原則として25

mm²以上の鋼心アルミより線 1 条の架空地線を施設いたします。

ヌ 架空電線の地表上の高さ

- (イ) 特別高圧架空電線の最低地上高は、次によります。ただし、電線路付近に建造物がある場合またはその建設が予定される地域、道路や河川の横断箇所、植林地通過箇所ならびにその他保安および保守上問題がある場合は、標準値に必要な高さを加算した値といたします。

電線地表上の高さ

公称電圧 (kV)	地表上の高さ (m)
22	6
66	7
110	7

- (ロ) 高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の電線の最低地上高は、次によります。

電線地表上の高さ

施設地域	地表上の高さ (m)
市街地	8
その他	6

ル ブロッキングコイルの施設

電力線搬送を行なっている線路から分岐する場合、搬送への障害が考えられるときは、その分岐点に必要な定格のブロッキングコイルを施設いたします。

ヲ アークホーンおよびアーマロッドの施設

経過地の状況により、アークホーンおよびアーマロッドを施設いたします。

(3) 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法は、管路式または暗きょ式といたします。ただし、変電所、工場構内等において施設が容易で、かつ、維持上問題がない場所に施設する場合は、直接埋設式とすることがあります。

ロ ケーブルの選定

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、短絡電流、電圧降下、施設方法等を考慮して、原則として次の中から選定いたします。ただし、技術上、経済上やむをえない場合は、他の種類および太さのケーブルを使用することがあります。

なお、ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格に準じた算定方法により、施設条件等を考慮して算定いたします。

ケーブルの種類および太さ

電 圧		心 数	導 体 の 太 さ (mm ²)
22kV	CV	単 心	400, 600, 800, 1,000, 1,200
		単心3個より	100, 250, 325
66kV	CV	単 心	600, 800, 1,000, 1,200, 1,400, 1,600, 2,000
		単心3個より	80, 100, 150, 200, 250, 325, 400, 500
	OF	単 心	400, 600, 800, 1,000, 1,200
		3 心	80, 100, 150, 200, 250, 325, 400
110kV	CV	単 心	600, 800, 1,000, 1,200, 1,400, 1,600, 2,000
		単心3個より	150, 200, 250, 325, 400
	OF	単 心	400, 600, 800, 1,000, 1,200
		3 心	150, 200, 250, 325

ハ 避雷器の施設

ケーブルと架空電線との接続箇所には、ケーブル条長が短い場合に、保護装置として避雷器を施設することがあります。

5 高圧変電設備

(1) 一般基準

高圧電線路の引出設備は、その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

(2) 結線方法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は、次のとおりといたします。

<p>(注) しゃ断器, 断路器は引出形といたします。</p>	機器名	取付数	
		単母線	補助母線付
	しゃ断器	1 台	1 台
	断路器	—	1 組
	変流器	2 台	2 台
	零相変流器	1 台	1 台
配電盤	1 面	1 面	

(注) 点線部分は、補助母線付の場合

凡	しゃ断器	断路器	変流器	零相変流器
例				

(3) しや断器

イ しや断器は、当社で一般的に使用しているものの中で、最大負荷電流および現に構成され、または将来構成されることが予定されている

系統について計算した短絡容量から判断して、必要最小のものを使用いたします。

ロ 将来の系統構成は、10年程度先を目標といたします。

(4) 断 路 器

断路器は、当社で一般的に使用しているものの中で、最大負荷電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(5) 変 流 器

変流器は、当社で一般的に使用しているものの中で、最大負荷電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(6) 配 電 盤

配電盤には、原則として電流計、しゃ断器操作用スイッチ、電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置等、運転に必要な装置を取り付けます。また、必要に応じ電力計、無効電力計、電圧計等を取り付けます。

6 特別高圧変電設備

(1) 一 般 基 準

特別高圧電線路の引出設備は、その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

(2) 結 線 方 法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は、次のとおりといたします。

	機器名	取付数	
		単母線	2重母線
	しゃ断器	1台	1台
	断路器	2組	3組
	変流器	6台	6台
	計器用変圧器	1台	1台
	配電盤	1面	1面

(注) 1 点線部分は、2重母線の場合

2 接地装置については線路側に1台設置いたします。ただし、ガス絶縁開閉装置を使用する場合は、しゃ断器の両端にも設置することがあります。

3 変流器については用途および制御回路の構成によって、設置位置の変更もしくは台数の増減または零相変流器の設置をすることがあります。

4 しゃ断器において引出方式を使用する場合には、しゃ断器の両端の断路器を省略いたします。

5 耐雷設計上、線路側に避雷器を設置する場合があります。

凡	しゃ断器	断路器	接地装置付 断路器	変流器	計器用 変圧器
例					

(3) しゃ断器

イ しゃ断器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じて、最大負荷電流および現に構成され、または将来構成されることが予定されている系統について計算した短絡容量から判断して、必要最小のものを使用いたします。

ロ 将来の系統構成は、10年程度先を目標といたします。

(4) 断路器

断路器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に

応じ、最大負荷電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(5) 変 流 器

変流器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(6) 計器用変圧器

計器用変圧器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大使用負担から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(7) 配 電 盤

配電盤には、原則として電流計、しゃ断器操作用スイッチ、電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置等、運転に必要な装置を取り付けます。また、必要に応じ電力計、無効電力計、電圧計等を取り付けます。

7 電力保安通信設備

(1) 一 般 基 準

イ 電力保安通信用電話設備の施設

(イ) 電力保安通信用電話設備は、法令等の定めるところにより原則として施設いたします。

(ロ) 回線数は、原則として1回線といたします。

ロ 通 信 方 式

電力保安通信用電話設備は、光ファイバ内蔵型架空地線（OPGW）、架空電話線（通信ケーブル、光ファイバケーブル）、地中電話線（通信ケーブル、光ファイバケーブル）、通信線搬送、光搬送またはマイクロ波多重無線による電話設備のうち、技術上、経済上最も適当なものを使用いたします。

ハ 経 過 地

経過地は、地理的条件ならびに保安および保守上の問題を考慮して、最も経済的に施設できるように選定いたします。

ニ 電 話 機

電話機は、自動式電話または共電式電話を標準として使用いたします。

(2) 架空電話線路

イ 電話線路の施設

架空電話線路は、使用電圧が35,000V以下の架空電線路への添架または他の架空電話線路への併架により施設いたします。ただし、技術上、経済上適当でない場合は、独立電話線路を施設いたします。

ロ 電話線の種類

架空電話線のうち、通信ケーブルには、原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し、光ファイバケーブルには、原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

(3) 地中電話線路

イ 施設方法

地中電話線は、原則として管路式または暗きょ式によります。

ロ ケーブルの種類

地中電話線のうち、通信ケーブルには、原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し、光ファイバケーブルには、原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

(4) 通信線搬送

送受信装置の伝送方式は、周波数分割方式または時分割方式といたします。

(5) 光 搬 送

送受信装置の伝送方式は、時分割方式といたします。

(6) マイクロ波多重無線

イ 空中線施設

- (イ) 空中線は、十分な強度のある鉄塔または鉄柱等の支持物により支持いたします。
- (ロ) 給電線は、導波管を使用いたします。

ロ 送受信装置

- (イ) 使用する周波数帯は、6.5ギガヘルツ帯、7.5ギガヘルツ帯または12ギガヘルツ帯といたします。
 - (ロ) 変調方式は、原則として、4相位相変調方式とし、電力用規格の装置を使用いたします。
- (7) 電話設備以外の保安通信設備
- 保安通信用電話設備以外の通信設備（給電情報伝送装置、保護用信号端局装置等）の施設については、本基準を準用いたします。

託送供給等約款別冊 系統連系技術要件

2024年4月1日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊 系統連系技術要件

目 次

I	総 則	1
1	目 的	1
2	適用の範囲	1
3	協 議	1
II	低圧系統連系	3
II-1	発電設備等の連系要件	3
4	電 気 方 式	3
5	運転可能周波数	3
6	力 率	4
7	高 調 波	4
8	需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	4
9	送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	5
10	不要解列の防止	5
11	保護装置の設置場所	11
12	保護リレーの設置相数	11
13	保護装置の設置	11
14	解 列 箇 所	13
15	接 地 方 式	13
16	直流流出防止変圧器の設置	13
17	電 圧 変 動	14
18	短 絡 容 量	15
19	過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	15
20	発電設備等の種類	15
21	発 電 機 諸 元	15

22	フリッカ	16
23	サイバーセキュリティ対策	17
II-2	需要設備の連系要件	19
24	電気方式	19
25	力率	19
26	高調波	19
27	フリッカ	19
III	高圧系統連系	20
III-1	発電設備等の連系要件	20
28	電気方式	20
29	運転可能周波数	20
30	力率	21
31	高調波	21
32	需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	21
33	送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	22
34	不要解列の防止	22
35	保護装置の設置場所	27
36	保護リレーの設置相数	27
37	保護装置の設置	27
38	解列箇所	29
39	自動負荷制限	30
40	線路無電圧確認装置の設置	30
41	接地方式	31
42	直流流出防止変圧器の設置	31
43	電圧変動	31
44	短絡容量	33
45	発電機定数・諸元	33
46	昇圧用変圧器	35

47	連 絡 体 制	35
48	バンク逆潮流の制限	36
49	フ リ ッ カ	36
50	サイバーセキュリティ対策	37
III-2	需要設備の連系要件	39
51	電 気 方 式	39
52	力 率	39
53	保護装置の設置	39
54	高 調 波	39
55	フ リ ッ カ	41
56	電 圧 変 動	41
57	サイバーセキュリティ対策	41
IV	特別高圧系統連系	42
IV-1	発電設備等の連系要件	42
58	電 気 方 式	42
59	運転可能周波数・並列時許容周波数	42
60	力 率	43
61	高 調 波	43
62	需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	43
63	送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	44
64	不要解列の防止	44
65	保護装置の設置	47
66	再 閉 路 方 式	51
67	保護装置の設置場所	51
68	解 列 箇 所	51
69	保護リレーの設置相数	52
70	自動負荷制限・発電抑制	52
71	線路無電圧確認装置の設置	53

72	発電機運転制御装置の付加	54
73	中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	56
74	直流流出防止変圧器の設置	57
75	電圧変動	57
76	出力変動対策	59
77	短絡・地絡電流対策	60
78	発電機定数・諸元	60
79	昇圧用変圧器	63
80	連絡体制	64
81	電気現象記録装置	65
82	サイバーセキュリティ対策	66
IV-2	需要設備の連系要件	67
83	電気方式	67
84	力率	67
85	保護装置の設置	67
86	線路無電圧確認装置の設置	67
87	連絡体制	68
88	高調波	68
89	フリッカ	70
90	電圧変動	70
91	サイバーセキュリティ対策	71

I 総 則

1 目 的

この系統連系技術要件は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニ，(2)ハまたは(3)ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電氣的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって，系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。

2 適用の範囲

(1) この系統連系技術要件は，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。

なお，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，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が必要となる場合等をいいます。）には，この系統連系技術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系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。

(2) この系統連系技術要件において，契約者とは，事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。

3 協 議

この系統連系技術要件は，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，この系統連系技術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 低圧系統連系

Ⅱ－１ 発電設備等の連系要件

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・３相３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、受電地点のしゃ断器を開放したとき等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

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

- (2) 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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（以下「FRT要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ、それ以外は58.2ヘルツとし、検出時限は自動再

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。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒といたします。

- (3) 逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件の適用を受けない設備は、(2)の限りではありません。

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、受電地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。

また、その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、26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発

電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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〔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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。

また、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。

9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

10 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き、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、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

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 上位系統事故時等の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、周波数変動等により、発電設備等の一斉解列、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、発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきFRT要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統
単相	太陽光	<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パーセント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0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

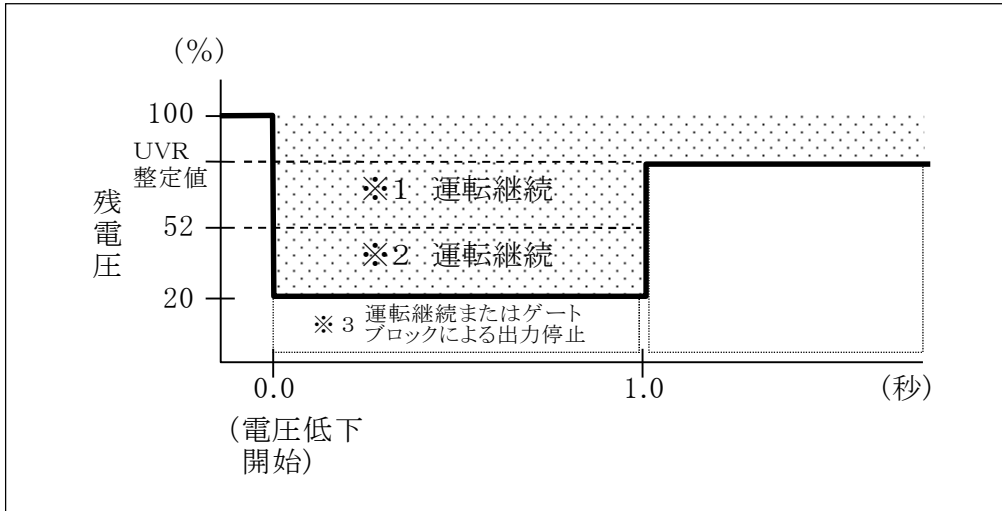
発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)			
		残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはカートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統			
単相	風力	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間1.0秒以下 電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間1.0秒以下 電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ラング 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 			
	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パーセント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。) 	<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パーセント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パーセント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。) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ラング 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 			
	燃料電池	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ラング 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 			
	ガスエンジン	<table border="1"> <tr> <td>単機出力 2キロワット 未満</td> <td> <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パーセント以上の出力まで復帰 </td> </tr> <tr> <td>単機出力 2キロワット 以上 10キロワット 未満*</td> <td> <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パーセント以上の出力まで復帰 </td> </tr> </table>	単機出力 2キロワット 未満	<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パーセント以上の出力まで復帰 	単機出力 2キロワット 以上 10キロワット 未満*	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰
単機出力 2キロワット 未満	<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パーセント以上の出力まで復帰 							
単機出力 2キロワット 以上 10キロワット 未満*	<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パーセント以上の出力まで復帰 							

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)	
		残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または カットブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相 変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統	
単相	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パーセント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パーセント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パーセント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 ±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の ±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
		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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に ±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の ±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 +ガスエンジン	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	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に ±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の ±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 	

※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）を除きます。

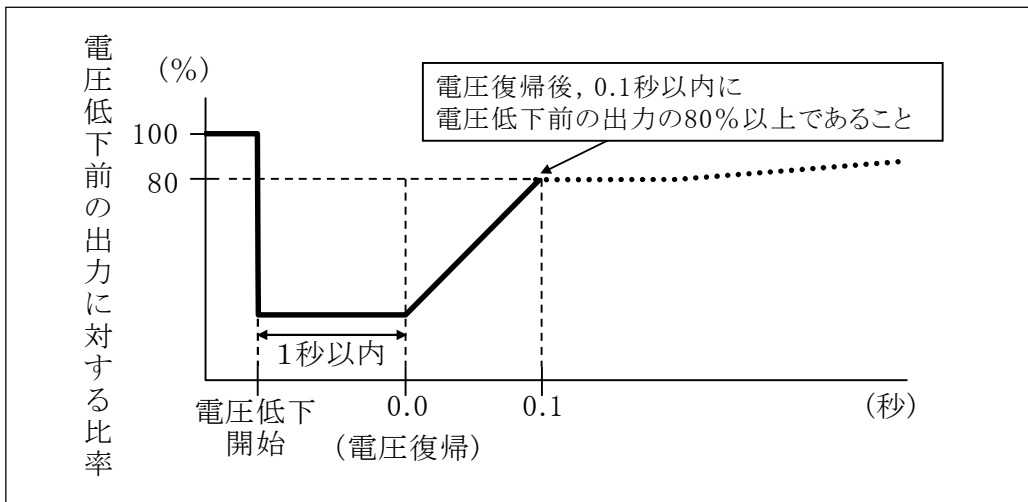
F R T 要件のイメージ（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

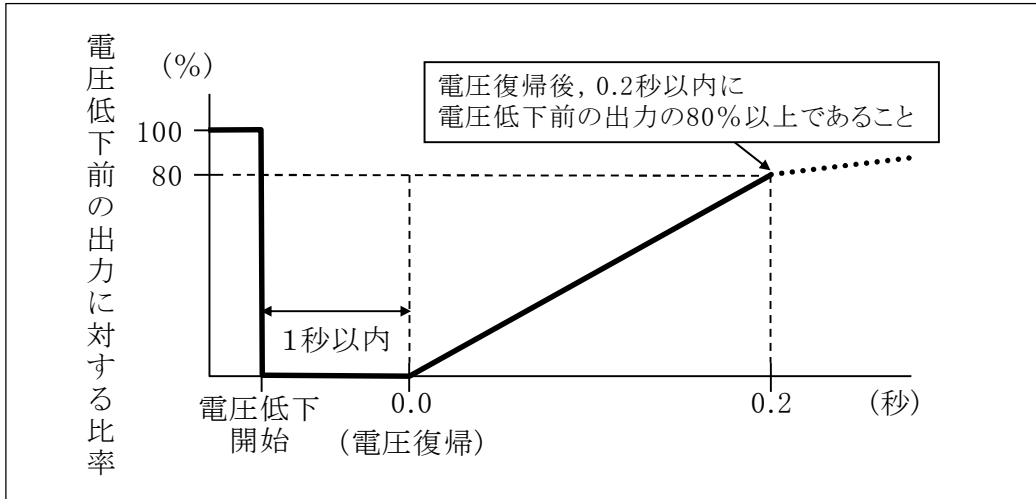


- ※1 残電圧が52パーセント以上の場合には電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。
- ※2 残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合には位相変化がないものといたします。
- ※3 位相変化をともしない電圧低下時に限ります。
(位相変化がある場合は解列可)

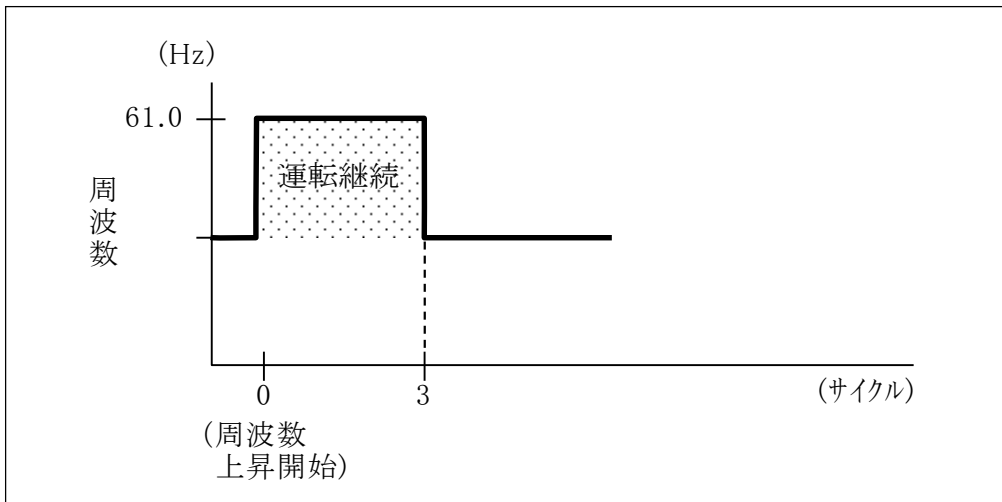
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



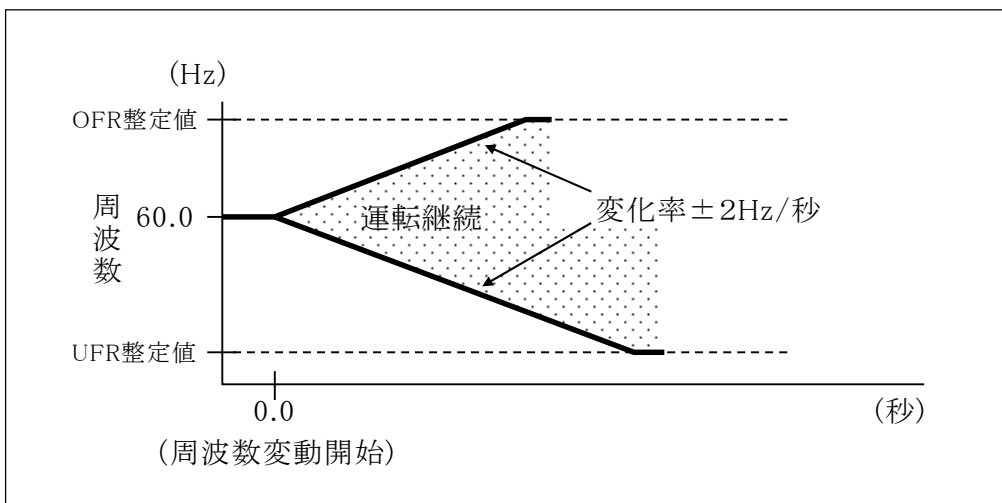
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



11 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。

12 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させていただきます。

- (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 3 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。

- (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、3 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 3 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、次のとおりとすること。

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、3 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、3 相 3 線式では単相負荷がなければ 3 相電力の合計とできることといたします。

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 3 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。

13 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、次により保護装置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、これにより代用することができます。

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および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。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ 連系する系統のインピーダンス、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。

14 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) 機械的な開閉箇所 2 箇所
- (2) 機械的な解列箇所 1 箇所および逆変換装置のゲートブロック
- (3) 発電設備等連絡用しゃ断器

15 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。

16 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。この場合、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。

なお、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。

17 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 ボルトといたします。）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いません。

(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 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，限流リア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。

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。

へ 発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

18 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しゃ断器のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

单相3線式の電気方式で連系する場合であって、負荷の不均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しゃ断器を設置していただきます。

20 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せん。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、または逆潮流がある場合で、逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ、他の需要家へ影響を及ぼすおそれがないときに限りません。

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。

なお、第三者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	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		
シーケンスブロック		
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
		F R T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。

22 フ リ ッ カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（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には，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，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）に維持することといたします。

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」といいます。）の設置，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，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等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，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものとしたします。

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等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等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，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものとしたします。

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（新型能動的方式を具備する場合等）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等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ない範囲で，周波数フィードバックゲイン，無効電力の注入量の上下限值の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときは，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

23 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自

家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお、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、影響範囲の局限化等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) 外部ネットワークその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。

Ⅱ－２ 需要設備の連系要件

24 電 気 方 式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・3 相 3 線式）と同一としていただきます。

25 カ 率

- (1) 需要場所において，電灯または小型機器を使用する場合の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する場合については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らないようにしていただきます。

26 高 調 波

系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は，抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。

27 フ リ ッ カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

Ⅲ 高圧系統連系

Ⅲ－１ 発電設備等の連系要件

28 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３相３線式）と同一としていただきます。

29 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

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

(2) 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6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，F R T要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時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。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，2秒といたします。

(3) 逆変換装置を用いた発電設備等でF R T要件の適用を受けない設備は，(2)の限りではありません。

30 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、受電地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。

31 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、その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、54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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、燃料貯蔵または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きます。)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。ただし、停止による対応も可能といたします。

また、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。

33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

34 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き、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、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

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 上位系統事故時等の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、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、発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきFRT要件は次のとおりといたします。

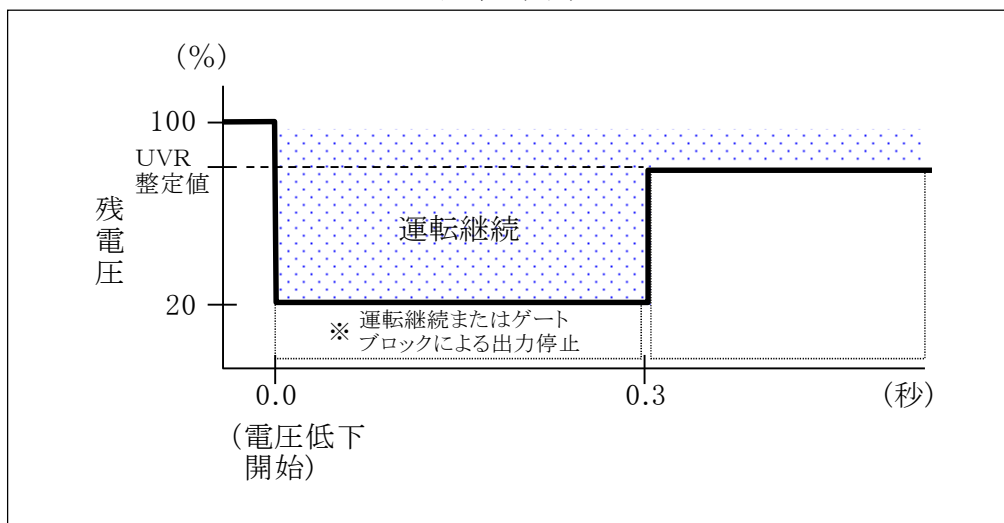
発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガソエンジン				
三相	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間0.3秒以下 電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	風力	残電圧0パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・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パーセント以上の出力まで復帰			<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

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パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	
三相	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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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。) 	<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パーセント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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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。) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランブ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	燃料電池※	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランブ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガスエンジン (単機出力35キロワット以下)	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランブ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

※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きます。

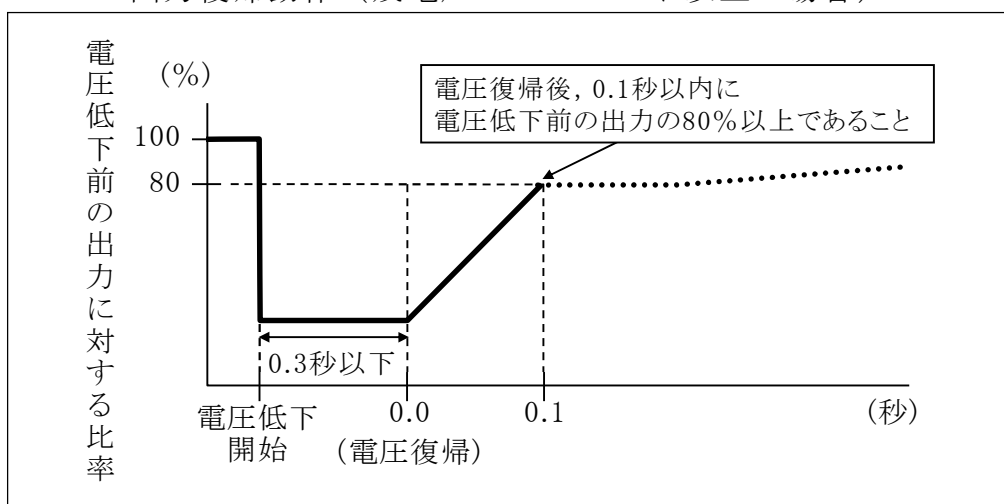
F R T 要件のイメージ (太陽光発電設備の例)

電圧低下耐量

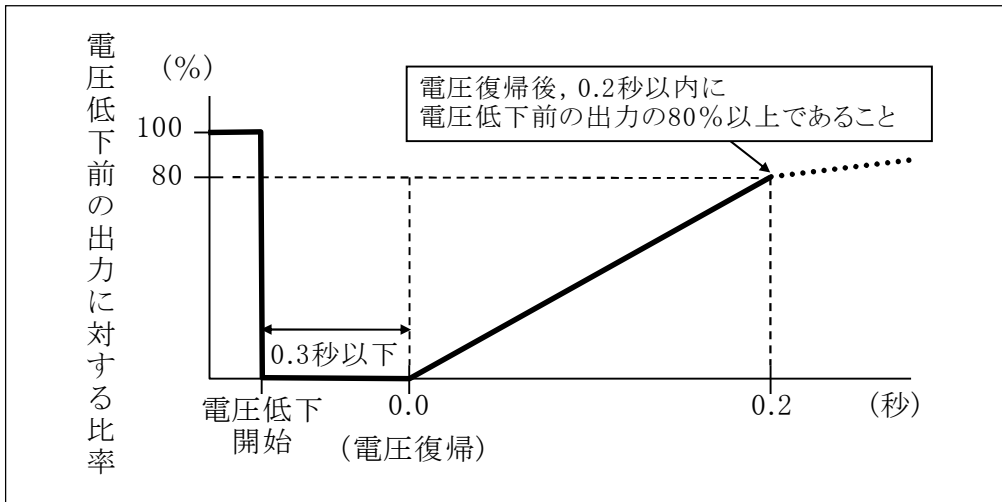


※ 三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。

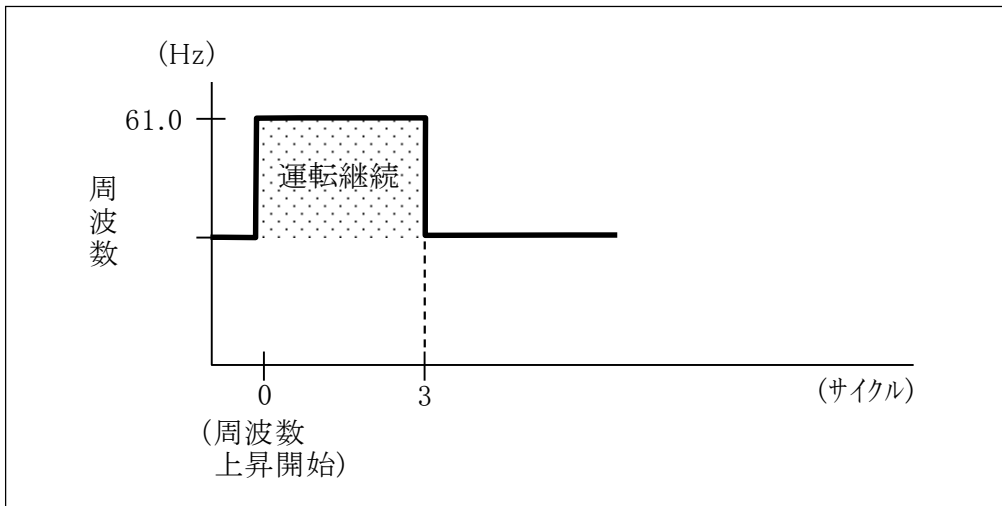
出力復帰動作 (残電圧20パーセント以上の場合)



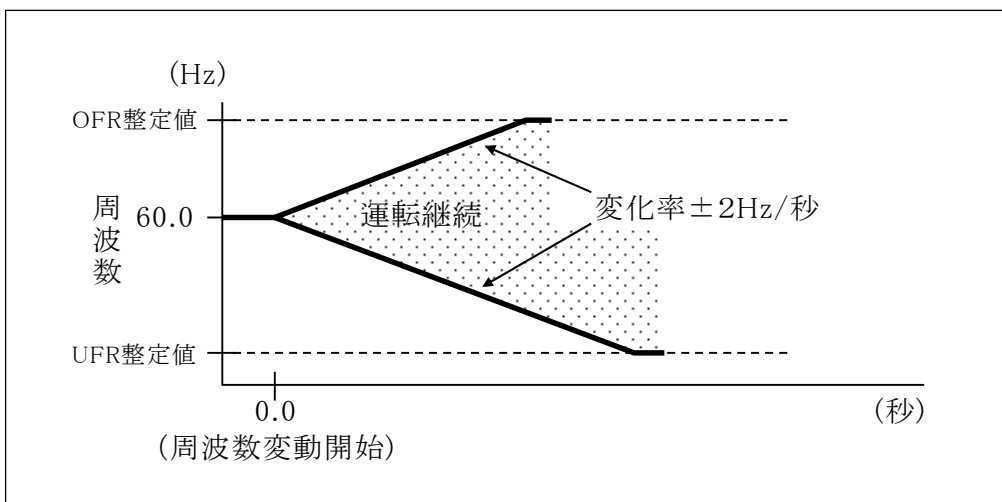
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



35 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。

36 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ることといたします。
- (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ることといたします。
- (5) 不足電力リレーは，2相設置とすること。

37 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，次に示す保護装置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していただきます。

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していただきます。

(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いたします。

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知できる場合

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とき。

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キロワット以下のとき。

(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、転送しゃ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方式以上を含みます。）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、周波数上昇リレーは省略できるものといたします。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ 連系する系統のインピーダンス、負荷状態等を考慮し、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。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合、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で単独運転を高速に検出できるときは、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のそれぞれ1方式以上を含むものに限り、）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。

また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

38 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) 受電用しゃ断器
- (2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置
- (3) 発電設備等連絡用しゃ断器
- (4) 母線連絡用しゃ断器

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、電氣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しゃ断装置として適用することはできません。

39 自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線，配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

40 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) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合
- (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ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合
- (4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）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，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合
- (5) 逆潮流がない場合で，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，しゃ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とき。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することができます。

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ます。

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系列目を兼用できます。

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系列目を兼用できます。

41 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。

42 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。この場合、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。

なお、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。

43 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 ボルトといたします。）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，逆潮流による系統の電圧上昇等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，専用線による連系を行なう等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値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。

へ 発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制または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発生にともなう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場合は、その抑制対策を実施すること。

44 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しゃ断器のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。

45 発電機定数・諸元

(1) 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。

(2) 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

なお、第3者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

電源種	設備	諸元
共通	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, I CVモデルを含む)
		励磁系ブロック (AVR, PSS, PSVR)
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
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力行特性
		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。

46 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策，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。

47 連絡体制

発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ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，発電設備等を系統連系する需要者または契約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，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。

- (1) 専用保安通信用電話設備
- (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，発電設備等を系統連系する需要者または契約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，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとする。

- 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、その旨が保安規程上明記されていること。

48 バック逆潮流の制限

配電用変電所のバッ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に発電者で発電・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に対策を行なう場合はこの限りではありません。

49 フリッカ

発電設備等を設置する場合で、発電設備等の頻繁な並解列、出力変動または単独運転検出機能（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には、次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。

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、SVCの設置、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、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等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、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

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等の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等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、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

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、系統および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ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。

なお、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、発電設備等の連系量増加等によって、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、能動信号の変動量および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ない範囲で、能動信号の変動量、正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし、ソフトウェアの改修ができない場合等で、対策を講じることができないときについては、機器取り替え、対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

50 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ります。）は、電気事業法に基づき、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。ただし、自家用電気工作物（発電事業の用に

供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。)に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお、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、影響範囲の局限化等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) 外部ネットワークその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。

Ⅲ－２ 需要設備の連系要件

51 電 気 方 式

需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流 3 相 3 線式）と同一としていただきます。

52 力 率

(1) 供給地点の力率は、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。

(2) 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。

53 保護装置の設置

発電者、需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

54 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。

(1) 対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で、使用する高調波発生機器の容量を6パルス変換器容量に換算し、それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下、この項において「等価容量」といいます。）が

50キロボルトアンペアをこえる発電者，需要者または契約者といたします。

なお，上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は，300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また，設備の新增設等により，新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。

(2) 対象者においては，系統に流出する高調波流出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，高調波発生機器ごと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，高調波の次数ごと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 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。

(3) 系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す契約受電電力1キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力（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。

(4) (2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，発電者，需要者または契約者において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。

契約電力1キロワットあたりの高調波流出電流の上限値

(単位：ミリアンペア／キロワット)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次 超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

55 フ リ ッ カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

56 電 圧 変 動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう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場合は，その抑制対策を実施していただきます。

57 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

IV 特別高圧系統連系

IV-1 発電設備等の連系要件

58 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3相3線式）と同一としていただきます。

59 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。

イ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

ロ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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、検出レベルを57.0ヘルツとし、検出時限を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。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒以上といたします。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正值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（設定可能範囲は、標準周波数+0.1ヘルツから+1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし、離島等、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。

60 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。

なお、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パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

また、逆潮流がない場合は、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力率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。

61 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、その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、88（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

62 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。

また、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。

63 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

64 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・公衆保安の確保等を行なうために、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、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

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ります。

ハ 上位系統事故、連系する系統の事故等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ときには、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。

ヘ 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しゃ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、周波数変動等により、発電設備等の一斉解列、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、発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきFRT要件は次のとおりといたします。

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パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統
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	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				

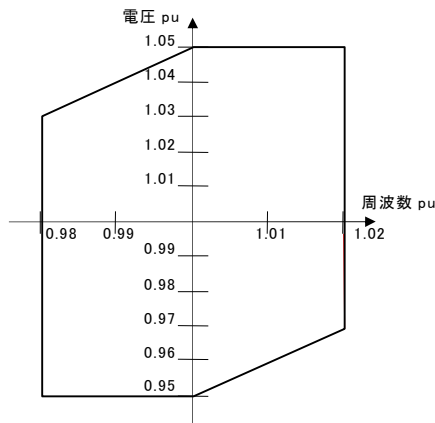
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，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。

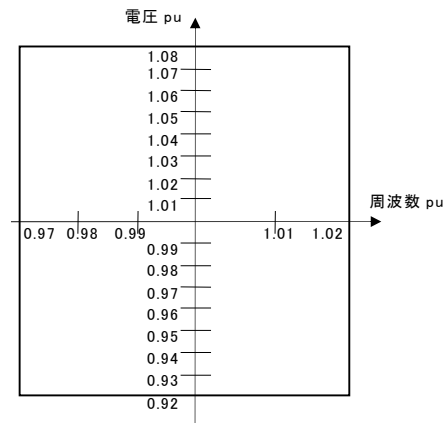
なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、59（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

65 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、原則として、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。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

(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。

なお、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していただきます。

(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していただきます。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。

ロ 地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，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。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(イ) 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。

(ロ) 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。

なお，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。

a 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

b 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

c 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、電力系統の変更等によって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには、発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置していただきます。

ハ 保護装置の系列数

当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。

(イ) 保護装置の二系列化

(ロ) 後備保護との組合せ

(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しゃ断装置を設置していただきます。この場合、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。ただし、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。

なお、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しゃ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

系統事故等による発電設備等の脱調、周波数異常、設備過負荷、電圧異常等を防止するため、必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。

- イ 系統安定化装置
- ロ 脱調分離リレー
- ハ 周波数リレー
- ニ 過負荷保護リレー
- ホ 不足電圧リレー
- へ 転送しゃ断装置

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として、発電者、需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

(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および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ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

- イ 遮断器
 - 2サイクル以内
- ロ 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）
 - 2サイクル以内

なお、上記を基本として、中性点直接接地系統以外を含めて、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。

66 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ときは、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。

67 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。

68 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) 受電用しゃ断器
- (2) 発電設備等出力端しゃ断器
- (3) 発電設備等連絡用しゃ断器
- (4) 母線連絡用しゃ断器

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、電氣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しゃ断装置として適用することはできません。

ただし、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等をすべてしゃ断していただきます。

69 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させていただきます。

- (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および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，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。
- (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，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

70 自動負荷制限・発電抑制

- (1) 自動負荷制限・発電抑制

イ 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線，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，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，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しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。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。

ロ 出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は，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，イは適用いたしません。

- (2) N - 1 電制

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

備の単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施設する制御装置等（以下「N－1電制装置」といいます。）を施設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電制装置の施設を求めることがあります。この場合、発電者は、正当な理由がない限り、発電場所へのN－1電制装置の施設その他N－1電制の実施に必要な対応をしていただきます。

71 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。

なお、22,000ボルトの系統に連系する場合は、必要に応じて設置いたします。

ただし、逆潮流がない場合であって、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、しゃ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は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合、次のいずれかにより簡素化することができます。

- (1) 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ます。
- (2) 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系列目を兼用できます。
- (3) 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 系列目を兼用できます。

72 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)

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を除きます。）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，その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（以下「ガバナ」といいます。）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に，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

100,000キロワット以上の火力発電設備は、周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず、周波数58.8ヘルツ以下については、1.2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こと、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、次のとおりといたします。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。

	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備 (GT) およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備 (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 ^{*7}	
	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 ^{*7}	60秒以内に出力変化開始 ^{*7}
	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。定格出力付近等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または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）処理等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、発電機解列から並列まで8時間以内で可能なこと。
- ※6 地域資源バイオマス発電設備を除きます。
- ※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、LFC増/減指令、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、周波数調整機能故障、運転可能出力帯〔バンド〕状態）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400,000キロワット以上の火力（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 220,000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110,000ボルト以下の発電者の発電機でも、必要により、イと同じ機能を具備していただくことがあります。

73 中性点接地装置の付加および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) 110,000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) 220,000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。

74 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。この場合、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。

なお、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。

75 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パーセントから2パーセント以内を適正值とし、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。

なお、22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正值は、その系統に連系されている低圧の需要において 101 ± 6 ボルトまたは 202 ± 20 ボルトといたします。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時的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を用いること。

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していただきます。

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を用いること。

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いたします。）を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、自励式の逆変換装置を用いていただきます。

ヘ 発電設備等の出力変動または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または適正値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または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。

(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、SVCの設置、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。

(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等を設置すること。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう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場合は、その抑制対策を実施していただきます。

76 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）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) 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、ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については、対策を別途協議することといたします。

(2) 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。

- (3) 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パーセントから5パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。

77 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。

78 発電機定数・諸元

- (1) 連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策、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。
- (2) 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

電源種	設備	諸元
共通	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，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，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（タップ電圧ごと，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
		C T比，V T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）
	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）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力ごと）
		LFC幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，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

電源種	設備	諸元
水力	発電プラント 制御装置	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 (キロワット/{立方メートル/ 秒})
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
		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)
		F R T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
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお、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。

79 昇圧用変圧器

連系系統および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、無電圧タップ切替器の仕様（タップ数、電圧値、調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

80 連絡体制

(1) 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により、連系用しゃ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、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、当社と発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、22,000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、発電設備等を系統連系する需要者または契約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いたします。）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、その旨が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、当社と発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に、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	発電機並列用しゃ断器の開閉状態 ^{※1}
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード ^{※2}

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速 ^{※3}
	発電最大能力値 ^{※4} （風力発電設備の場合）

※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台ごとに設置していただきます。

※2 電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。

※3 ナセルで計測する風向・風速

※4 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いたします。）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

81 電気現象記録装置

発電機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，電力等の計測値を連続的に記録し，当社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を含みます。）を設置していただくことがあります。

82 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ります。）は，電気事業法に基づき，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。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，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，影響範囲の局限化等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) 外部ネットワークその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－2 需要設備の連系要件

83 電 気 方 式

需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流3相3線式）と同一としていただきます。

84 力 率

(1) 供給地点の力率は、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。

(2) 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。

85 保護装置の設置

(1) 発電者、需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

(2) 連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合、接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

86 線路無電圧確認装置の設置

71（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。

87 連絡体制

(1) 当社との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし、22,000ボルトの系統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るものといたします。

イ 電力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、需要者または契約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、直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし、変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとする。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(2) 当社との間に、系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態、有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン、テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。

88 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。

(1) 対象となる発電者、需要者または契約者

イ 対象となる発電者、需要者または契約者は、次のいずれかに該当する発電者、需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。

(イ) 22,000ボルトの系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下，この項において「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発電者，需要者または契約者

(ロ) 66,000ボルト以上の系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

ロ 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・電子機器以外の機器といたします。

ハ 対象者が，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，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対象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。

(2) 高調波流出電流の算出

対象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いたします。

イ 高調波流出電流は，高調波発生機器ごと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いたします。

ロ 高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものいたします。

ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ 対象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いたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象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

調波の次数ごとに、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対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は、(2)の高調波流出電流が、(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講じていただきます。

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

(単位：ミリアンペア／キロワット)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

89 フ リ ッ カ

電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

90 電 圧 変 動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう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場合は、その抑制対策を実施していただきます。

91 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第19条第2項の規定に基づく添付書類

- 1 変更を必要とする理由
- 2 託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表
- 3 電気事業法施行規則第17条の4第1項の規定により提出した書類の写し

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

変更を必要とする理由

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の規定に基づいて作成した書類

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

- 4 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5の2	発電側比率整理表
様式第5の3	送配電関連固定費整理表
様式第6	送配電関連需要明細表
様式第7	送配電関連費発電及び三需要種別計算表
様式第7の2	発電側託送供給料金割引額設定表
様式第8	送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

1 変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について中間とりまとめ」（2023年2月公表）において、2024年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ、当該内容を供給条件に反映し、新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに、2023年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく、託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第18条第1項の規定にもとづき、ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

2 託送供給等約款の変更の内容および 新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては、発電側課金制度を導入する整理がなされたこと、託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ、必要となる変更を行なうとともに、その他の今日の見直しをいたしました。

託送供給等約款 新旧対比表

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年4月1日実施予定)
<p data-bbox="472 555 952 603">託 送 供 給 等 約 款</p> <p data-bbox="577 852 846 884">2023年12月27日 実施</p> <p data-bbox="488 1257 936 1295">九州電力送配電株式会社</p>	<p data-bbox="1279 555 1758 603">託 送 供 給 等 約 款</p> <p data-bbox="1323 852 1715 884">20232024年12月27日 実施</p> <p data-bbox="1294 1257 1742 1295">九州電力送配電株式会社</p>

現 行 (2023年12月27日実施)		変 更 後 (2024年4月1日実施予定)	
託 送 供 給 等 約 款 目 次		託 送 供 給 等 約 款 目 次	
I 総 則	I - 1	I 総 則	I - 1
1 適 用	I - 1	1 適 用	I - 1
2 託送供給等約款の認可および変更	I - 2	2 託送供給等約款の認可および変更	I - 2
3 定 義	I - 2	3 定 義	I - 2
4 代表契約者の選任	I - 9	4 代表契約者の選任	I - 9 10
5 託送供給等に関する取扱い	I - 10	5 託送供給等に関する取扱い	I - 10
6 単位および端数処理	I - 10	6 単位および端数処理	I - 10
7 実 施 細 目	I - 11	7 実 施 細 目	I - 11 12
II 契約の申込み	II - 1	II 契約の申込み	II - 1
8 契約の要件	II - 1	8 契約の要件	II - 1
9 検討および契約の申込み	II - 4	9 検討および契約の申込み	II - 4 6
10 契約の成立および契約期間	II - 13	10 契約の成立および契約期間	II - 13 15
11 託送供給等の開始	II - 14	11 託送供給等の開始	II - 14 17
12 供給準備その他必要な手続きのための協力	II - 15	12 供給準備その他必要な手続きのための協力	II - 15 17
13 電気方式、電圧および周波数	II - 15	13 電気方式、電圧および周波数	II - 15 18
14 発電場所および需要場所	II - 17	14 発電場所および需要場所	II - 17 20
15 供給および契約の単位	II - 20	15 供給および契約の単位	II - 20 23
16 承諾の限界	II - 24	16 承諾の限界	II - 24 27
17 契約書の作成	II - 25	17 契約書の作成	II - 25 28
III 料 金	III - 1	III 料 金	III - 1
18 料 金	III - 1	18 料 金	III - 1
19 接続送電サービス	III - 3	19 接続送電サービス	III - 3
20 臨時接続送電サービス	III - 33	20 臨時接続送電サービス	III - 33
21 予備送電サービス	III - 45	21 予備送電サービス	III - 45 44
22 発電量調整受電計画差対応電力	III - 47	22 系統連系受電サービス	III - 47
23 接続対象計画差対応電力	III - 49	22 23 発電量調整受電計画差対応電力	III - 47 52
24 需要抑制量調整受電計画差対応電力	III - 50	23 24 接続対象計画差対応電力	III - 49 53
25 給電指令時補給電力	III - 51	24 25 需要抑制量調整受電計画差対応電力	III - 50 54
		25 26 給電指令時補給電力	III - 51 56

現 行 (2023年12月27日実施)		変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)	
IV	料金の算定および支払い	IV	料金の算定および支払い
26	料金の適用開始の時期	2627	料金の適用開始の時期
27	検 針 日	2728	検 針 日
28	料金の算定期間	2829	料金の算定期間
29	計 量	2930	計 量
30	電力および電力量の算定	3031	電力および電力量の算定
31	損 失 率	3132	損 失 率
32	料 金 の 算 定	3233	料 金 の 算 定
33	支払義務の発生および支払期日	3334	支払義務の発生および支払期日
34	料金その他の支払方法	3435	料金その他の支払方法
35	保 証 金	3536	保 証 金
36	連 帯 責 任	3637	連 帯 責 任
V	供 給	V	供 給
37	託送供給等の実施	3738	託送供給等の実施
38	給電指令の実施等	3839	給電指令の実施等
39	適正契約の保持等	3940	適正契約の保持等
40	契 約 超 過 金	4041	契 約 超 過 金
41	力 率 の 保 持	4142	力 率 の 保 持
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	4243	発電場所および需要場所への立入りによる 業務の実施
43	託送供給等にもなう協力	4344	託送供給等にもなう協力
44	託送供給等の停止	4445	託送供給等の停止
45	託送供給等の停止の解除	4546	託送供給等の停止の解除
46	託送供給の停止期間中の料金	4647	託送供給等の停止期間中の料金
47	違 約 金	4748	違 約 金
48	損害賠償の免責	4849	損害賠償の免責
49	設 備 の 賠 償	4950	設 備 の 賠 償
VI	契約の変更および終了	VI	契約の変更および終了
50	契 約 の 変 更	5051	契 約 の 変 更
51	名 義 の 変 更	5152	名 義 の 変 更
52	契 約 の 廃 止	5253	契 約 の 廃 止
53	供給開始後の契約の消滅または変更にもなう 料金および工事費の精算	5354	供給開始後の契約の消滅または変更にもなう 料金および工事費の精算
54	解 約 等	5455	解 約 等
55	契約消滅後の債権債務関係	5556	契約消滅後の債権債務関係

現 行 (2023年12月27日実施)		変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)	
VII	受電方法および供給方法ならびに工事	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	56 57	受電地点, 供給地点および施設
57	架空引込線	57 58	架空引込線
58	地中引込線	58 59	地中引込線
59	接続引込線等	59 60	接続引込線等
60	中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	60 61	中高層集合住宅等における受電方法および供給方法
61	引込線の接続	61 62	引込線の接続
62	計量器等の取付け	62 63	計量器等の取付け
63	通信設備の施設	63 64	通信設備の施設
64	専用供給設備	64 65	専用供給設備
65	電流制限器等の取付け	65 66	電流制限器等の取付け
VIII	工事費の負担	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	66 67	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	67 68	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	68 69	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	69 70	供給地点への供給設備の工事費負担金
70	工事費負担金の申受けおよび精算	70 71	工事費負担金の申受けおよび精算
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	71 72	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
72	臨時工事費	72 73	臨時工事費
73	工事費負担金契約書の作成	73 74	工事費負担金契約書の作成
IX	保 安	IX	保 安
74	保安の責任	74 75	保安の責任
75	保安等に対する発電者および需要者の協力	75 76	保安等に対する発電者および需要者の協力
76	調 査	76 77	調 査
77	調査等の委託	77 78	調査等の委託
78	調査に対する需要者の協力	78 79	調査に対する需要者の協力
79	検査または工事の受託	79 80	検査または工事の受託
80	自家用電気工作物	80 81	自家用電気工作物
附 則		附 則	
別 表		別 表	
	附則 - 1		附則 - 1
	別表 - 1		別表 - 1

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">I 総 則</p> <p>1 適 用</p> <p>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号ロにもとつ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。</p> <p>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。</p> <p>(1) 託 送 供 給</p> <p>次の接続供給および振替供給をいいます。</p> <p>イ 接 続 供 給</p> <p>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（福岡県、佐賀県、長崎県、大分県、熊本県、宮崎県、鹿児島県をいいます。）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。</p> <p>ロ 振 替 供 給</p> <p>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。</p> <p>(2) 電力量調整供給</p> <p>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。</p> <p>イ 発 電 量 調 整 供 給</p> <p>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。</p> <p>ロ 需 要 抑 制 量 調 整 供 給</p> <p>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</p>	<p style="text-align: center;">I 総 則</p> <p>1 適 用</p> <p>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号ロにもとつ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。</p> <p>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。</p> <p>(1) 託 送 供 給</p> <p>次の接続供給および振替供給をいいます。</p> <p>イ 接 続 供 給</p> <p>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（福岡県、佐賀県、長崎県、大分県、熊本県、宮崎県、鹿児島県をいいます。）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。</p> <p>ロ 振 替 供 給</p> <p>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。</p> <p>(2) 電力量調整供給</p> <p>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。</p> <p>イ 発 電 量 調 整 供 給</p> <p>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。</p> <p>ロ 需 要 抑 制 量 調 整 供 給</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>2 託送供給等約款の認可および変更</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>3 定 義</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(6) 低 圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。</p> <p>(7) 高 圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。</p> <p>(8) 特 別 高 圧 標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>2 託送供給等約款の認可および変更</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>3 定 義</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(6) 低 圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。</p> <p>(7) 高 圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。</p> <p>(8) 特 別 高 圧 標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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び運用する供給設備との接続点をいいます。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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び運用する供給設備との接続点をいいます。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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</p>	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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、計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。</p> <p>(39) 契約使用期間 契約上利用できる期間をいいます。</p> <p>(40) 発電バラnsingグループ 30（電力および電力量の算定）(8)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）(9)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。</p> <p>(41) 需要バラnsing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。</p> <p>(42) 需要抑制バラnsing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</p>	<p>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。</p> <p>(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（発電量調整供給においては、同時最大受電電力をこえないものとしたします。）をいいます。</p> <p>(38) 同時最大受電電力 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で、発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。</p> <p>(39) 最大連系電力等 低圧で受電する場合は、発電量調整受電電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で受電する場合は、30分ごとの連系電力の最大値であって、計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。</p> <p>(40) 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、計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。</p> <p>(41) 契約使用期間 契約上利用できる期間をいいます。</p> <p>(42) 発電バラnsingグループ 3031（電力および電力量の算定）(8)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3031（電力および電力量の算定）(9)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。</p> <p>(43) 需要バラnsingグループ 3031（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3031（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。</p> <p>(44) 需要抑制バラnsingグループ 3031（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3031（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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>をいいます。</p> <p>(43) 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。</p> <p>(44) 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。</p> <p>(45) 動 力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。</p> <p>(46) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。</p> <p>(47) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し、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。</p> <p>(48) 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。</p> <p>(49) 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。</p> <p>(50) 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等について、当社から行なう指令をいいます。</p> <p>(51) 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、4月30日、5月1日、5月2日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。</p> <p>(52) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。</p> <p>(53) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。</p> <p>(54) 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、</p>	<p>ものをいいます。</p> <p>(43)(45) 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。</p> <p>(44)(46) 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。</p> <p>(45)(47) 動 力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。</p> <p>(46)(48) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。</p> <p>(47)(49) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し、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。</p> <p>(48)(50) 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。</p> <p>(49)(51) 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。</p> <p>(50)(52) 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等について、当社から行なう指令をいいます。</p> <p>(51)(53) 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、4月30日、5月1日、5月2日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。</p> <p>(52)(54) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。</p> <p>(53)(55) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。</p> <p>(54)(56) 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、</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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えた情報については、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。</p> <p>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。</p> <p>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④を適用した場合に算定された値が0.5キ</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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えた情報については、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。</p> <p>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、同時最大受電電力、最大連系電力等、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。</p> <p>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④を適用した場合に算定された値が0.5キ</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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その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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>7 実施細目</p> <p>この約款の実施に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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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その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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>7 実施細目</p> <p>この約款の実施に必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者、発電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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">Ⅱ 契約の申込み</p> <p>8 契約の要件</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電氣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がたい、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上適当と認められる方法によって連系すること。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: center;">Ⅱ 契約の申込み</p> <p>8 契約の要件</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電氣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がたい、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上適当と認められる方法によって連系すること。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>チ 契約者および需要者が、当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と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5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。</p> <p>チリ 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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣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がた、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上適当と認められる方法によって連系すること。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣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がた、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上適当と認められる方法によって連系すること。</p> <p>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。</p> <p>ホ 発電契約者が当社を代理して、発電者との間で、系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。</p> <p>ヘ 発電契約者が、原則として、18（料金）③に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金を、34（支払義務の発生および支払期日）④に定める期日までの間、当社に代わり、発電者から受領し、当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。</p> <p>ト 発電契約者が、35（料金その他の支払方法）③ロの場合を除き、18（料金）③に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。</p> <p>チ 発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合、発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。</p> <p>リ 当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合、発電契約者が、当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。</p> <p>本ヌ 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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(i) 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こと。</p> <p>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。）</p> <p>b 需要抑制の実施頻度および時期</p> <p>(ii) (i)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。</p> <p>(iii) 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こと。</p>	<p>ただし、当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については、ホ、ヘ、ト、チおよびリの要件を除きます。</p> <p>なお、当社は、発電契約者に対して、系統連系受電契約の締結または変更について、当社を代理する権利を付与いたします。</p> <p>(3) 発電者が系統連系受電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。</p> <p>イ 新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合、発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。</p> <p>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（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。</p> <p>ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣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当と認められる方法によって連系すること。</p> <p>ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。</p> <p>ホ 発電者が、原則として、18（料金）(3)に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。</p> <p>ヘ 発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。</p> <p>ただし、発電契約者と同一の者である発電者については、イおよびホの要件を除きます。</p> <p>(4) 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。</p> <p>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。</p> <p>(i) 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こと。</p> <p>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。）</p> <p>b 需要抑制の実施頻度および時期</p> <p>(ii) (i)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。</p> <p>(iii) 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こと。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ニ 需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が2930（計量）(3)に該当しないこと。</p> <p>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。</p>
<p>9 検討および契約の申込み</p> <p>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。</p> <p>(1) 受電側接続検討の申込み</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 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</p>	<p>9 検討および契約の申込み</p> <p>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、発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電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。</p> <p>(1) 受電側接続検討の申込み</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(イ) 接続供給の場合</p> <p>a 契約者の名称</p> <p>b 代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限りです。）</p> <p>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</p> <p>d 接続受電電力の最大値および最小値</p> <p>e 接続供給の開始希望日</p> <p>なお、4（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは、代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。</p> <p>(ロ) 振替供給の場合</p> <p>a 契約者の名称</p> <p>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</p> <p>c 振替供給に係る受電電力の最大値および最小値</p> <p>d 供給地点</p> <p>e 振替供給の開始希望日</p> <p>(ハ) 発電量調整供給の場合</p> <p>a 発電契約者の名称</p> <p>b 発電者の名称、発電場所および受電地点</p> <p>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</p> <p>d 発電量調整受電電力の最大値および最小値</p> <p>e 受電地点における受電電圧</p> <p>f 発電場所における負荷設備および受電設備</p> <p>g 予備送電サービスの希望の有無</p> <p>h 発電量調整供給の開始希望日</p> <p>ハ 検討期間および検討料</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>a 検討を要しない場合</p> <p>b 受電側接続検討の回答後、他の発電契約者の契約の申込みにもなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によっ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</p>	<p>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。</p> <p>(イ) 接続供給の場合</p> <p>a 契約者の名称</p> <p>b 代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限りです。）</p> <p>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</p> <p>d 接続受電電力の最大値および最小値</p> <p>e 接続供給の開始希望日</p> <p>なお、4（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは、代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。</p> <p>(ロ) 振替供給の場合</p> <p>a 契約者の名称</p> <p>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</p> <p>c 振替供給に係る受電電力の最大値および最小値</p> <p>d 供給地点</p> <p>e 振替供給の開始希望日</p> <p>(ハ) 発電量調整供給の場合</p> <p>a 発電契約者の名称</p> <p>b 発電者の名称、発電場所および受電地点</p> <p>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</p> <p>d 発電量調整受電電力の最大値および最小値</p> <p>e 受電地点における受電電圧</p> <p>f 発電場所における負荷設備および受電設備</p> <p>g 予備送電サービスの希望の有無</p> <p>h 発電量調整供給の開始希望日</p> <p>ハ 検討期間および検討料</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>a 検討を要しない場合</p> <p>b 受電側接続検討の回答後、他の発電契約者の契約の申込みにもなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によっ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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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</p> <p>(2) 供給側接続事前検討の申込み</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 契約電力、契約電流または契約容量</p> <p>(ハ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧</p> <p>(ニ) 負荷設備または主開閉器</p> <p>(ホ) 接続供給の開始希望日および使用期間</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(イ) 需要抑制契約者の名称</p> <p>(ロ) 需要者の名称、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）</p> <p>(ハ) 需要抑制量調整供給の開始希望日</p> <p>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。</p> <p>(4) 契約の申込み</p>	<p>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。</p> <p>(2) 供給側接続事前検討の申込み</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 契約電力、契約電流または契約容量</p> <p>(ハ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧</p> <p>(ニ) 負荷設備または主開閉器</p> <p>(ホ) 接続供給の開始希望日および使用期間</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(イ) 需要抑制契約者の名称</p> <p>(ロ) 需要者の名称、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）</p> <p>(ハ) 需要抑制量調整供給の開始希望日</p> <p>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。</p> <p>(4) 契約の申込み</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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合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写しの提出を不要と判断するときは、当該承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。</p> <p>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合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います。</p> <p>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</p>	<p>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、系統連系受電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要件を満たすことを証明する文書および8（契約の要件）(3)(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）(4)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合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、発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび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、当社が当該文書および承諾書の写しの提出を不要と判断するときは、当該文書および承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。</p> <p>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)チリに定める要件を満たすことを証明する文書を合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います。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧</p> <p>(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</p> <p>(ニ) 契約電力、契約電流または契約容量</p> <p>(ホ) 契約受電電力</p> <p>(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</p> <p>(ヒ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値</p> <p>(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</p> <p>(ブ) 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</p> <p>(セ) 連絡体制</p> <p>(マ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間 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、契約者から申し出ることができます。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ることができます。</p> <p>ロ 振替供給の場合</p> <p>(イ) 契約者の名称</p> <p>(ロ) 連絡体制</p> <p>(ハ) 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</p> <p>(ニ) 振替供給の開始希望日</p> <p>ハ 発電量調整供給の場合</p> <p>(イ) 契約受電電力</p> <p>(ロ) 発電量調整受電計画電力</p>	<p>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)(4)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。</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧</p> <p>(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</p> <p>(ニ) 契約電力、契約電流または契約容量</p> <p>(ホ) 契約受電電力</p> <p>(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</p> <p>(ヒ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値</p> <p>(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</p> <p>(ブ) 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</p> <p>(セ) 連絡体制</p> <p>(マ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間 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、契約者から申し出ることができます。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ることができます。</p> <p>ロ 振替供給の場合</p> <p>(イ) 契約者の名称</p> <p>(ロ) 連絡体制</p> <p>(ハ) 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</p> <p>(ニ) 振替供給の開始希望日</p> <p>ハ 発電量調整供給の場合</p> <p>(イ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号</p> <p>(ロ)(イ) 契約受電電力および同時最大受電電力</p> <p>(ハ)(ロ) 発電量調整受電計画電力</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(a) 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</p> <p>(b) 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</p> <p>(c) 連絡体制</p> <p>ニ 需要抑制量調整供給の場合</p> <p>(i) 需要抑制契約者の名称</p> <p>(ii) 需要抑制量調整受電計画電力</p> <p>(iii) 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</p> <p>(iv) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値</p> <p>(v) 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。）</p> <p>(vi) 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</p> <p>(vii) 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）㊦イまたはロ</p> <p>(viii) 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</p> <p>(ix) 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</p> <p>(x) 需要抑制量調整供給の開始希望日</p> <p>(y) 連絡体制</p> <p>なお，需要抑制バランスンググループごとの(vii)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）㊦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ただくものといたします。</p> <p>(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限り，(i)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。</p>	<p>(a) 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</p> <p>(b) 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</p> <p>(c) 連絡体制</p> <p>ニ 需要抑制量調整供給の場合</p> <p>(i) 需要抑制契約者の名称</p> <p>(ii) 需要抑制量調整受電計画電力</p> <p>(iii) 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</p> <p>(iv) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値</p> <p>(v) 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。）</p> <p>(vi) 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</p> <p>(vii) 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3031（電力および電力量の算定）㊦イまたはロ</p> <p>(viii) 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</p> <p>(ix) 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</p> <p>(x) 需要抑制量調整供給の開始希望日</p> <p>(y) 連絡体制</p> <p>なお，需要抑制バランスンググループごとの(vii)の算定方法となる3031（電力および電力量の算定）㊦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ただくものといたします。</p> <p>(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限り，(i)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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>(8) 契約者、発電契約者、発電者および需要者が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場合は、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、契約者、発電契約者、発電者および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、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。</p>	<p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>(8) 契約者、発電契約者、発電者および需要者が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場合は、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、契約者、発電契約者、発電者および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、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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>10 契約の成立および契約期間</p> <p>(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。</p> <p>(2) 契約期間は、次によります。</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(イ) 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、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。</p> <p>(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。</p> <p>(ハ) 20（臨時接続送電サービス）を利用され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。</p> <p>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</p> <p>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。</p>	<p>10 契約の成立および契約期間</p> <p>(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、系統連系受電契約は、系統連系受電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。</p> <p>(2) 契約期間は、次によります。</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(イ) 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、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。</p> <p>(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。</p> <p>(ハ) 20（臨時接続送電サービス）を利用され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。</p> <p>ロ 発電量調整供給の場合</p> <p>(イ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き、発電量調整供給契約または系統連系受電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。</p> <p>(ロ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約もしくは系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、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。</p> <p>(ハ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。</p> <p>ロハ 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</p> <p>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。</p>

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。）および予備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。

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、**系統連系受電契約**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。）および予備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。

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

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 20,000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 100,000ボルト

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 20,000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 100,000ボルト

予備送電サービ ス契約電力	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 20,000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 100,000ボルト

予備送電サービ ス契約電力	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 20,000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 100,000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。

(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、)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。

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、)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

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は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は供給

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は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は供給

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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るときは、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あります。</p> <p>(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あります。</p> <p>(6) 周波数は、標準周波数60ヘルツといたします。</p> <p>14 発電場所および需要場所</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 構内または建物の特殊な場合には、次によります。</p> <p>(i) 居住用の建物の場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(ii) 居住用以外の建物の場合</p>	<p>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るときは、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あります。</p> <p>(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あります。</p> <p>(6) 周波数は、標準周波数60ヘルツといたします。</p> <p>14 発電場所および需要場所</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 構内または建物の特殊な場合には、次によります。</p> <p>(i) 居住用の建物の場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(ii) 居住用以外の建物の場合</p>

現 行（2023年12月27日実施）	変 更 後（2024年 4 月 1 日実施予定）
<p>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。</p> <p>(ア) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合</p> <p>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。</p> <p>(2) 隣接する複数の構内の場合で、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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利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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>(ア) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合</p> <p>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。</p> <p>(2) 隣接する複数の構内の場合で、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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利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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(ロ) 当社が特例区域等における業務を実施するため、4243（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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>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當でなく、他の電気の利用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。</p>	<p>ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、4243（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。</p> <p>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當でなく、他の電気の利用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。</p>
<p>15 供給および契約の単位</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>(ハ) 高圧臨時接続送電サービス</p> <p>(ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス</p> <p>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とき。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>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</p> <p>ニ 予備送電サービスをあわせて契約する場合</p> <p>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</p>	<p>15 供給および契約の単位</p> <p>(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発電場所につきついで1系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、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。</p> <p>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</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>(ハ) 高圧臨時接続送電サービス</p> <p>(ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス</p> <p>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とき。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>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</p> <p>ニ 予備送電サービスをあわせて契約する場合</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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利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、保安上適当と認めるとき。</p> <p>へ 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</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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したします。）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。</p> <p>(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したします。）および発電バラン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。</p> <p>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 発電バランシンググループに属するものとしたします。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シンググループを設定していただきます。</p> <p>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</p>	<p>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利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、保安上適当と認めるとき。</p> <p>へ 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</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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したします。）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。</p> <p>(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したします。）および発電バラン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。また、当社は、当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き、原則として、あらかじめ定めた発電場所について、1 系統連系受電契約を結びます。</p> <p>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（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。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 発電バランシンググループに属するものとしたします。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シンググループを設定していただきます。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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スグループに含まれる場合は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 附則4(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スグループ(以下「特例発電バランスグループ」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スグループを設定していただきます。</p> <p>ロ 附則4(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スグループに属することはできないものといたします。</p> <p>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ス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。</p> <p>(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スグループについて、1需要抑制量調整供給契約を結びます。</p> <p>なお、低圧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需要抑制バランスグループに属するものといたします。</p>	<p>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スグループに含まれる場合は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 附則4(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スグループ(以下「特例発電バランスグループ」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スグループを設定していただきます。</p> <p>ロ 附則4(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スグループに属することはできないものといたします。</p> <p>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ス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。</p> <p>(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スグループについて、1需要抑制量調整供給契約を結びます。</p> <p>なお、低圧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(極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。)に該当する需要場所は、1需要抑制バランスグループに属するものといたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>また、需要抑制契約者が1需要抑制バラシ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）(四)イまたはロが同一となるように需要抑制バラシ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シググループに属することはできないものといたします。</p> <p>16 承諾の限界</p> <p>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。</p> <p>17 契約書の作成</p> <p>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。</p>	<p>また、需要抑制契約者が1需要抑制バラシ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3031（電力および電力量の算定）(四)イまたはロが同一となるように需要抑制バラシ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シググループに属することはできないものといたします。</p> <p>16 承諾の限界</p> <p>当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情、ならびに料金、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。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務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、系統連系受電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、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。</p> <p>17 契約書の作成</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">Ⅲ 料 金</p> <p>18 料 金</p> <p>料金は、次のとおりといたします。</p> <p>(1) 契約者に係る料金</p> <p>イ 契約者に係る料金は、ロ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。</p> <p>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。）といたします。</p> <p>(イ) 検 針 日</p> <p>(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）(5)の場合、その供給地点の属する検針区域の検針日</p> <p>(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</p> <p>(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。）</p> <p>(ホ) 30（電力および電力量の算定）(5)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</p> <p>ハ 近接性評価割引</p> <p>(イ) 適 用</p> <p>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</p>	<p style="text-align: center;">Ⅲ 料 金</p> <p>18 料 金</p> <p>料金は、次のとおりといたします。</p> <p>(1) 契約者に係る料金</p> <p>イ 契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、2324（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2526（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。</p> <p>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「供給側料金算定日」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。）といたします。</p> <p>(イ) 検 針 日</p> <p>(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3031（電力および電力量の算定）(5)の場合、その供給地点の属する検針区域の検針日</p> <p>(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</p> <p>(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。）</p> <p>(ホ) 3031（電力および電力量の算定）(5)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</p> <p>ハ 近接性評価割引</p> <p>(イ) 適 用</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>ます。</p> <p>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。</p> <p>(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施</p> <p>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）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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者に係る料金</p> <p>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。</p>	<p>ます。</p> <p>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。</p> <p>(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施</p> <p>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）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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者に係る料金</p> <p>発電契約者に係る料金は、2223（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2526（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。</p> <p>(3) 発電者に係る料金</p> <p>イ 発電者に係る料金は、ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。</p> <p>ロ 系統連系受電サービス料金は、22（系統連系受電サービス）によって、(イ)、(ロ)または(ハ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。</p> <p>(イ) 検 針 日</p> <p>(ロ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合、消滅日（特別の事情があり、その受電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。）</p> <p>(ハ) 31（電力および電力量の算定）(ロ)の場合、電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日</p> <p>ただし、その1月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>19 接続送電サービス</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(4) 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。</p> <p>a 新たに接続送電サービスを利用される場合は、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利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利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。</p> <p>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。</p> <p>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きときは、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</p>	<p>算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。</p> <p>(3)(4) 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、2425（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。</p> <p>19 接続送電サービス</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(4) 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。</p> <p>a 新たに接続送電サービスを利用される場合は、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利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利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。</p> <p>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。</p> <p>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きときは、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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>ビス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月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。</p> <p>(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。</p> <p>a 接続送電サービス契約電流</p> <p>(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。</p> <p>(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。）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、電流制限器等を取り付けないことがあります。</p> <p>b 接続送電サービス契約容量</p> <p>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。</p> <p>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> <p>(ハ) 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、</p>	<p>ビス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月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。</p> <p>(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。</p> <p>a 接続送電サービス契約電流</p> <p>(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。</p> <p>(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。）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、電流制限器等を取り付けないことがあります。</p> <p>b 接続送電サービス契約容量</p> <p>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。</p> <p>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> <p>(ハ) 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>かつ、契約者が希望されるとき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。</p> <p>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> <p>(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。</p> <p>(ホ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限りです。）、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、あらかじめ申し出ていただきます。</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>なお、新たに接続送電サービスを利用される場合等で、接続供給の開始日からの1年間を通じての最大の負荷で契約することが適当でない認められるときは、接続供給の開始日から1年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。</p> <p>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。</p> <p>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、当該不足電力の補給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、当該不足電力の補給の供給分につき、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。</p> <p>また、当該不足電力の補給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、あらかじめ申し出ていただきます。</p> <p>なお、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。</p> <p>(3) 接続送電サービス料金</p> <p>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、次により算定いたします。ただし、1供給地</p>	<p>かつ、契約者が希望されるとき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。</p> <p>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> <p>(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。</p> <p>(ホ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限りです。）、負荷設備または受電設備を変更される場合は、5051（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>なお、新たに接続送電サービスを利用される場合等で、接続供給の開始日からの1年間を通じての最大の負荷で契約することが適当でない認められるときは、接続供給の開始日から1年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。</p> <p>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。</p> <p>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、当該不足電力の補給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、当該不足電力の補給の供給分につき、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。</p> <p>また、当該不足電力の補給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、5051（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。</p> <p>なお、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。</p> <p>(3) 接続送電サービス料金</p> <p>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、次により算定いたします。ただし、1供給地</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>イ 低圧で供給する場合</p> <p>(i) 電灯定額接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 契約負荷設備</p> <p>契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。</p> <p>d 接続送電サービス料金</p> <p>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)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。</p> <p>(a) 電 灯 料 金</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>イ 低圧で供給する場合</p> <p>(i) 電灯定額接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 契約負荷設備</p> <p>契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。</p> <p>d 接続送電サービス料金</p> <p>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)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。</p> <p>(a) 電 灯 料 金</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

10ワットまでの1灯につき	40円55銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	81円09銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	162円18銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	243円27銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	405円45銭
100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	405円45銭

10ワットまでの1灯につき	40円55銭 39円09銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	81円09銭 78円19銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	162円18銭 156円37銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	243円27銭 234円55銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	405円45銭 390円93銭
100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	405円45銭 390円93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。

- 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。

(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	121円10銭
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	242円21銭
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	121円10銭

50ボルトアンペアまでの1機器につき	121円10銭 116円77銭
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	242円21銭 233円53銭
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	121円10銭 116円77銭

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、(ロ) 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

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、(ロ) 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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(d) 電灯標準接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(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(ロ)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。</p> <p>(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。</p> <p>(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。</p> <p>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)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あります。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 接続送電サービス料金</p> <p>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）</p>	<p>(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。</p> <p>(d) 電灯標準接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(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(ロ)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。</p> <p>(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。</p> <p>(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。</p> <p>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)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あります。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 接続送電サービス料金</p> <p>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）</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)								
<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>								
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="344 555 824 612">接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td data-bbox="824 555 1079 612">227円38銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	227円38銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1151 555 1630 612">接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td data-bbox="1630 555 1886 612">227円38銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	227円38銭				
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	227円38銭								
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	227円38銭								
<p>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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>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</p>								
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="344 842 824 900">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</td> <td data-bbox="824 842 1079 900">162円24銭</td> </tr> </table>	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	162円24銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1151 842 1630 900">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</td> <td data-bbox="1630 842 1886 900">162円24銭</td> </tr> </table>	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	162円24銭				
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	162円24銭								
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	162円24銭								
<p>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。</p>	<p>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。</p>								
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="344 1129 824 1187">接続送電サービス契約電流5アンペア</td> <td data-bbox="824 1129 1079 1187">81円13銭</td> </tr> <tr> <td data-bbox="344 1187 824 1246">接続送電サービス契約電流15アンペア</td> <td data-bbox="824 1187 1079 1246">243円36銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電流5アンペア	81円13銭	接続送電サービス契約電流15アンペア	243円36銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1151 1129 1630 1187">接続送電サービス契約電流5アンペア</td> <td data-bbox="1630 1129 1886 1187">81円13銭</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1151 1187 1630 1246">接続送電サービス契約電流15アンペア</td> <td data-bbox="1630 1187 1886 1246">243円36銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電流5アンペア	81円13銭	接続送電サービス契約電流15アンペア	243円36銭
接続送電サービス契約電流5アンペア	81円13銭								
接続送電サービス契約電流15アンペア	243円36銭								
接続送電サービス契約電流5アンペア	81円13銭								
接続送電サービス契約電流15アンペア	243円36銭								
<p>(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。</p>	<p>(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。</p>								
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="344 1406 824 1471">1キロワット時につき</td> <td data-bbox="824 1406 1079 1471">8円26銭</td> </tr> </table>	1キロワット時につき	8円26銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1151 1406 1630 1471">1キロワット時につき</td> <td data-bbox="1630 1406 1886 1471">8円26銭 7円87銭</td> </tr> </table>	1キロワット時につき	8円26銭 7円87銭				
1キロワット時につき	8円26銭								
1キロワット時につき	8円26銭 7円87銭								

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>(イ) 電灯時間帯別接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>(ロ) 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。</p> <p>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。</p> <p>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)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。</p> <p>(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。</p> <p>i (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合</p>	<p>(イ) 電灯時間帯別接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>(ロ) 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。</p> <p>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。</p> <p>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)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。</p> <p>(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。</p> <p>i (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合</p>				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="347 1074 824 1125">接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき</td> <td data-bbox="824 1074 1079 1125">2 2 7 円 3 8 銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	2 2 7 円 3 8 銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1153 1074 1630 1125">接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき</td> <td data-bbox="1630 1074 1886 1125">2 2 7 円 3 8 銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	2 2 7 円 3 8 銭
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	2 2 7 円 3 8 銭				
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	2 2 7 円 3 8 銭				
<p>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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>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</p>				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="347 1361 824 1412">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</td> <td data-bbox="824 1361 1079 1412">1 6 2 円 2 4 銭</td> </tr> </table>	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	1 6 2 円 2 4 銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1153 1361 1630 1412">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</td> <td data-bbox="1630 1361 1886 1412">1 6 2 円 2 4 銭</td> </tr> </table>	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	1 6 2 円 2 4 銭
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	1 6 2 円 2 4 銭				
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	1 6 2 円 2 4 銭				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)								
<p>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。</p>	<p>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。</p>								
<table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電流 5 アンペア</td> <td>8 1 円 1 3 銭</td> </tr> <tr> <td>接続送電サービス契約電流15アンペア</td> <td>2 4 3 円 3 6 銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電流 5 アンペア	8 1 円 1 3 銭	接続送電サービス契約電流15アンペア	2 4 3 円 3 6 銭	<table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電流 5 アンペア</td> <td>8 1 円 1 3 銭</td> </tr> <tr> <td>接続送電サービス契約電流15アンペア</td> <td>2 4 3 円 3 6 銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電流 5 アンペア	8 1 円 1 3 銭	接続送電サービス契約電流15アンペア	2 4 3 円 3 6 銭
接続送電サービス契約電流 5 アンペア	8 1 円 1 3 銭								
接続送電サービス契約電流15アンペア	2 4 3 円 3 6 銭								
接続送電サービス契約電流 5 アンペア	8 1 円 1 3 銭								
接続送電サービス契約電流15アンペア	2 4 3 円 3 6 銭								
<p>(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。</p> <p>i 昼 間 時 間</p>	<p>(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。</p> <p>i 昼 間 時 間</p>								
<table border="1"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>8 円 6 9 銭</td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	8 円 6 9 銭	<table border="1"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>8 円 6 9 銭 8 円 2 6 銭</td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	8 円 6 9 銭 8 円 2 6 銭				
1 キロワット時につき	8 円 6 9 銭								
1 キロワット時につき	8 円 6 9 銭 8 円 2 6 銭								
<p>ii 夜 間 時 間</p> <table border="1"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>7 円 8 1 銭</td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	7 円 8 1 銭	<p>ii 夜 間 時 間</p> <table border="1"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>7 円 8 1 銭 7 円 4 4 銭</td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	7 円 8 1 銭 7 円 4 4 銭				
1 キロワット時につき	7 円 8 1 銭								
1 キロワット時につき	7 円 8 1 銭 7 円 4 4 銭								
<p>(c) 電灯従量接続送電サービス</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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)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</p>	<p>(c) 電灯従量接続送電サービス</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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)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</p>								

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>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。</p>	<p>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。</p>				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="347 367 824 419">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="828 367 1079 419">11円99銭</td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	11円99銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1158 367 1632 419">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="1637 367 1888 419"> 11円99銭 11円59銭 </td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	11円99銭 11円59銭
1 キロワット時につき	11円99銭				
1 キロワット時につき	11円99銭 11円59銭				
<p>(㊦) 動力標準接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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あります。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 接続送電サービス料金</p> <p>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</p>	<p>(㊦) 動力標準接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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あります。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 接続送電サービス料金</p> <p>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</p>				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)												
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>i (2)イ(4)により接続送電サービス契約電力を定める場合</p> <table border="1" data-bbox="347 651 1079 711"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>571円44銭</td> </tr> </table> <p>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。</p> <p>ii (2)イ(4)により接続送電サービス契約電力を定める場合</p> <table border="1" data-bbox="347 900 1079 960"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>379円26銭</td> </tr> </table> <p>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。</p> <p>(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。</p> <table border="1" data-bbox="347 1219 1079 1279"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>6円15銭</td> </tr> </table> <p>(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。</p> <p>d その他</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭	1キロワット時につき	6円15銭	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>i (2)イ(4)により接続送電サービス契約電力を定める場合</p> <table border="1" data-bbox="1153 651 1886 711"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>571円44銭</td> </tr> </table> <p>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。</p> <p>ii (2)イ(4)により接続送電サービス契約電力を定める場合</p> <table border="1" data-bbox="1153 900 1886 960"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>379円26銭</td> </tr> </table> <p>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。</p> <p>(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。</p> <table border="1" data-bbox="1153 1219 1886 1279"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>6円15銭 5円58銭</td> </tr> </table> <p>(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。</p> <p>d その他</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭	1キロワット時につき	6円15銭 5円58銭
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭												
1キロワット時につき	6円15銭												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭												
1キロワット時につき	6円15銭 5円58銭												

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>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。</p> <p>(イ) 動力時間帯別接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>(ホ) 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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 接続送電サービス料金</p> <p>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。</p> <p>(a) 基本料金</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>(イ) 動力時間帯別接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>(ホ) 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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 接続送電サービス料金</p> <p>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。</p> <p>(a) 基本料金</p> <p>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。</p> <p>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</p>				
<table border="1" data-bbox="347 1133 1079 1193"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>571円44銭</td> </tr> </table> <p>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。</p> <p>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</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭	<table border="1" data-bbox="1153 1133 1886 1193"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>571円44銭</td> </tr> </table> <p>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。</p> <p>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</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭				
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	571円44銭				
<table border="1" data-bbox="347 1385 1079 1445"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>379円26銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭	<table border="1" data-bbox="1153 1385 1886 1445"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>379円26銭</td> </tr> </table>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭				
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	379円26銭				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)								
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>i 昼 間 時 間</p> <table border="1" data-bbox="347 427 1079 486"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>6 円 4 6 銭</td> </tr> </table> <p>ii 夜 間 時 間</p> <table border="1" data-bbox="347 582 1079 641"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>5 円 8 3 銭</td> </tr> </table> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(h) 動力従量接続送電サービス</p> <p>a 適 用 範 囲 (a) 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。</p> <p>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。</p> <p>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)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</p>	1 キロワット時につき	6 円 4 6 銭	1 キロワット時につき	5 円 8 3 銭	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>i 昼 間 時 間</p> <table border="1" data-bbox="1153 427 1886 486"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>6 円 4 6 銭 5 円 8 4 銭</td> </tr> </table> <p>ii 夜 間 時 間</p> <table border="1" data-bbox="1153 582 1886 641"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>5 円 8 3 銭 5 円 2 9 銭</td> </tr> </table> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(h) 動力従量接続送電サービス</p> <p>a 適 用 範 囲 (a) 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。</p> <p>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。</p> <p>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)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</p>	1 キロワット時につき	6 円 4 6 銭 5 円 8 4 銭	1 キロワット時につき	5 円 8 3 銭 5 円 2 9 銭
1 キロワット時につき	6 円 4 6 銭								
1 キロワット時につき	5 円 8 3 銭								
1 キロワット時につき	6 円 4 6 銭 5 円 8 4 銭								
1 キロワット時につき	5 円 8 3 銭 5 円 2 9 銭								

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>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。</p>	<p>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。</p>				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="347 362 824 419">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="824 362 1077 419">1 5 円 5 2 銭</td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	1 5 円 5 2 銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1153 362 1630 419">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="1630 362 1883 419"> 1 5 円 5 2 銭 1 4 円 9 5 銭 </td> </tr> </table>	1 キロワット時につき	1 5 円 5 2 銭 1 4 円 9 5 銭
1 キロワット時につき	1 5 円 5 2 銭				
1 キロワット時につき	1 5 円 5 2 銭 1 4 円 9 5 銭				
<p>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。</p> <p>ロ 高圧で供給する場合</p> <p>(i) 高圧標準接続送電サービス</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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)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。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>ロ 高圧で供給する場合</p> <p>(i) 高圧標準接続送電サービス</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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)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。</p> <p>(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</p>				

現 行 (2023年12月27日実施)

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、当該不足電力の補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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、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	553円28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	3円09銭
------------	-------

(d) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(i) 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)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

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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、当該不足電力の補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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、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	553円28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	3円09銭 2円61銭
------------	---------------------------

(d) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(i) 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)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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)												
<p>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。</p> <p>(a) 基本料金</p> <p>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)二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、当該不足電力の補給分に相当する基本料金は、半額といたします。</p> <p>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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、前月におけるものとみなします。</p> <table border="1" data-bbox="347 746 1079 805"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>553円28銭</td> </tr> </table> <p>(b) 電力量料金</p> <p>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。</p> <p>i 昼間時間</p> <table border="1" data-bbox="347 1002 1079 1061"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>3円32銭</td> </tr> </table> <p>ii 夜間時間</p> <table border="1" data-bbox="347 1161 1079 1220"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>2円85銭</td> </tr> </table> <p>(v) 高圧従量接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>(i) 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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	553円28銭	1キロワット時につき	3円32銭	1キロワット時につき	2円85銭	<p>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。</p> <p>(a) 基本料金</p> <p>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)二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、当該不足電力の補給分に相当する基本料金は、半額といたします。</p> <p>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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、前月におけるものとみなします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 746 1886 805"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>553円28銭</td> </tr> </table> <p>(b) 電力量料金</p> <p>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。</p> <p>i 昼間時間</p> <table border="1" data-bbox="1153 1002 1886 1061"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>3円32銭 2円79銭</td> </tr> </table> <p>ii 夜間時間</p> <table border="1" data-bbox="1153 1161 1886 1220"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>2円85銭 2円40銭</td> </tr> </table> <p>(v) 高圧従量接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>(i) 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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	553円28銭	1キロワット時につき	3円32銭 2円79銭	1キロワット時につき	2円85銭 2円40銭
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	553円28銭												
1キロワット時につき	3円32銭												
1キロワット時につき	2円85銭												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	553円28銭												
1キロワット時につき	3円32銭 2円79銭												
1キロワット時につき	2円85銭 2円40銭												

現 行 (2023年12月27日実施)

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)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。

1 キロワット時につき	12円17銭
-------------	--------

ハ 特別高圧で供給する場合

(4) 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 20,000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100,000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

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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)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。

1 キロワット時につき	12円17銭 11円68銭
-------------	-----------------------------

ハ 特別高圧で供給する場合

(4) 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 20,000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100,000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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)								
<p>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。</p> <p>(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、当該不足電力の補給分に相当する基本料金は、半額といたします。</p> <p>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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、前月におけるものとみなします。</p> <table border="1" data-bbox="347 879 1079 938"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>482円05銭</td> </tr> </table> <p>(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。</p> <table border="1" data-bbox="347 1102 1079 1161"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>1円64銭</td> </tr> </table> <p>(c) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (i) 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。</p> <p>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。</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	482円05銭	1キロワット時につき	1円64銭	<p>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。</p> <p>(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、当該不足電力の補給分に相当する基本料金は、半額といたします。</p> <p>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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、前月におけるものとみなします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 879 1886 938"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>482円05銭</td> </tr> </table> <p>(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。</p> <table border="1" data-bbox="1153 1102 1886 1161"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>1円64銭 1円27銭</td> </tr> </table> <p>(c) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (i) 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。</p> <p>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。</p>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	482円05銭	1キロワット時につき	1円64銭 1円27銭
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	482円05銭								
1キロワット時につき	1円64銭								
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	482円05銭								
1キロワット時につき	1円64銭 1円27銭								

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

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 20,000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100,000ボルト

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 20,000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100,000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)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。

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)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、当該不足電力の補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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、前月におけるものとみなします。

(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、当該不足電力の補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期間がある場合で、その期間が前月の当該電気を使用し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使用は、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	482円05銭
-----------------------	---------

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	482円05銭
-----------------------	---------

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)																				
<p>(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。</p> <p>i 昼間時間</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 70%;">1 キロワット時につき</td> <td style="width: 30%;">1 円 7 4 銭</td> </tr> </table> <p>ii 夜間時間</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 70%;">1 キロワット時につき</td> <td style="width: 30%;">1 円 5 4 銭</td> </tr> </table> <p>(v) 特別高圧従量接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲 (i) 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。</p> <p>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。</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td> <td style="width: 50%;">標準電圧 20,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>標準電圧 60,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上</td> <td>標準電圧100,000ボルト</td> </tr> </table> <p>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）(i)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）(i)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）(i)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）(i)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）(i)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）(i)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。</p>	1 キロワット時につき	1 円 7 4 銭	1 キロワット時につき	1 円 5 4 銭	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 20,000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100,000ボルト	<p>(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。</p> <p>i 昼間時間</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 70%;">1 キロワット時につき</td> <td style="width: 30%; text-align: right;">1 円 7 4 銭 1 円 3 4 銭</td> </tr> </table> <p>ii 夜間時間</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 70%;">1 キロワット時につき</td> <td style="width: 30%; text-align: right;">1 円 5 4 銭 1 円 2 1 銭</td> </tr> </table> <p>(v) 特別高圧従量接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲 (i) 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。</p> <p>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。</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td> <td style="width: 50%;">標準電圧 20,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>標準電圧 60,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上</td> <td>標準電圧100,000ボルト</td> </tr> </table> <p>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）(i)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）(i)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）(i)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）(i)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）(i)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）(i)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。</p>	1 キロワット時につき	1 円 7 4 銭 1 円 3 4 銭	1 キロワット時につき	1 円 5 4 銭 1 円 2 1 銭	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 20,000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100,000ボルト
1 キロワット時につき	1 円 7 4 銭																				
1 キロワット時につき	1 円 5 4 銭																				
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 20,000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100,000ボルト																				
1 キロワット時につき	1 円 7 4 銭 1 円 3 4 銭																				
1 キロワット時につき	1 円 5 4 銭 1 円 2 1 銭																				
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 20,000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100,000ボルト																				

1 キロワット時につき

9円54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)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、当該不足電力の補給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)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、当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しといたします。

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

1 キロワット時につき

9円54銭
9円16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)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、当該不足電力の補給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)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、当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しといたします。

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

現 行 (2023年12月27日実施)

いたしません。

- (ア) 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。
- (イ) (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。
- (ロ) 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	470円28銭
	特別高圧で供給する場合	409円75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、

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

いたしません。

- (ア) 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。
- (イ) (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。
- (ロ) 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	470円28銭
	特別高圧で供給する場合	409円75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、

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>ピークシフト電力が不相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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>20 臨時接続送電サービス</p> <p>(1) 適用範囲</p> <p>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、反復使用するものには適用いたしません。</p> <p>(2) 臨時接続送電サービス契約電力等</p> <p>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。</p> <p>イ 低圧で供給する場合</p> <p>(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</p> <p>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。）を定めます。</p> <p>a 臨時接続送電サービス契約電流</p> <p>(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。</p> <p>(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、電流制限器等を取り付けないことがあります。</p> <p>b 臨時接続送電サービス契約容量</p> <p>(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</p>	<p>ピークシフト電力が不相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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>20 臨時接続送電サービス</p> <p>(1) 適用範囲</p> <p>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、反復使用するものには適用いたしません。</p> <p>(2) 臨時接続送電サービス契約電力等</p> <p>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。</p> <p>イ 低圧で供給する場合</p> <p>(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</p> <p>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。）を定めます。</p> <p>a 臨時接続送電サービス契約電流</p> <p>(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。</p> <p>(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、電流制限器等を取り付けないことがあります。</p> <p>b 臨時接続送電サービス契約容量</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

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。

- (d) 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ゃ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
	上記以外のもの入力につき	90パーセント

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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。

- (d) 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ゃ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
	上記以外のもの入力につき	90パーセント

現 行 (2023年12月27日実施)

(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。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所におけ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、次により算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(i) 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。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

(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。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所におけ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、次により算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(i) 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。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)																				
<p>c 臨時接続送電サービス料金</p> <p>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したします。）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)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したします。</p> <table border="1" data-bbox="347 686 1079 970"> <tr> <td>総容量が50ボルトアンペアまでの場合</td> <td>3円60銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>7円19銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>7円19銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>71円89銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>71円89銭</td> </tr> </table> <p>(d) 電灯臨時接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p>	総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円60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19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19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	71円89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	71円89銭	<p>c 臨時接続送電サービス料金</p> <p>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したします。）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)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したします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 686 1886 970"> <tr> <td>総容量が50ボルトアンペアまでの場合</td> <td>3円60銭 3円47銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>7円19銭 6円93銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>7円19銭 6円93銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>71円89銭 69円34銭</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>71円89銭 69円34銭</td> </tr> </table> <p>(d) 電灯臨時接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p>	総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円60銭 3円47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19銭 6円93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19銭 6円93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	71円89銭 69円34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	71円89銭 69円34銭
総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円60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19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19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	71円89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	71円89銭																				
総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円60銭 3円47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19銭 6円93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19銭 6円93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	71円89銭 69円34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	71円89銭 69円34銭																				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>c 臨時接続送電サービス料金</p> <p>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いたします。</p> <p>(a) 基本料金</p> <p>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。</p> <p>(b) 電力量料金</p> <p>電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増したものを適用いたします。</p> <p>(v) 動力臨時定額接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 臨時接続送電サービス料金</p> <p>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</p>	<p>c 臨時接続送電サービス料金</p> <p>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いたします。</p> <p>(a) 基本料金</p> <p>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。</p> <p>(b) 電力量料金</p> <p>電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増したものを適用いたします。</p> <p>(v) 動力臨時定額接続送電サービス</p> <p>a 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>b 供給電気方式および供給電圧</p> <p>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。</p> <p>c 臨時接続送電サービス料金</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)				
<p>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いたします。</p>	<p>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いたします。</p>				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="347 486 824 542">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</td> <td data-bbox="824 486 1077 542">98円42銭</td> </tr> </table>	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	98円42銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1153 486 1630 542">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</td> <td data-bbox="1630 486 1883 542">98円42銭 93円86銭</td> </tr> </table>	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	98円42銭 93円86銭
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	98円42銭				
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	98円42銭 93円86銭				
<p>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。</p> <p>(二) 動力臨時接続送電サービス</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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いたします。</p>	<p>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。</p> <p>(二) 動力臨時接続送電サービス</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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いたします。</p>				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(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することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増したものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(ロ) 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。</p> <p>(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)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。</p> <p>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。</p> <p>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するこ</p>	<p>(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。</p> <p>(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することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増したものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(ロ) 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。</p> <p>(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)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。</p> <p>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。</p> <p>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するこ</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)												
<p>ととし、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(ロ) 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。</p> <table border="1" data-bbox="347 587 1079 759"> <tr> <td>臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td> <td>標準電圧 20,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>標準電圧 60,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上</td> <td>標準電圧100,000ボルト</td> </tr> </table> <p>(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)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。</p> <p>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。</p> <p>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するこ</p>	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 20,000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100,000ボルト	<p>ととし、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(ロ) 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。</p> <table border="1" data-bbox="1158 587 1890 759"> <tr> <td>臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td> <td>標準電圧 20,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>標準電圧 60,000ボルト</td> </tr> <tr> <td>臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上</td> <td>標準電圧100,000ボルト</td> </tr> </table> <p>(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)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。</p> <p>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。</p> <p>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するこ</p>	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 20,000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100,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000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100,000ボルト												
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000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100,000ボルト												

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>とし、19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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、契約使用期間満了の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。</p>	<p>とし、19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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、契約使用期間満了の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。</p>
<p>21 予備送電サービス</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合</p> <p>(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（需要者の発電設備の検査、補修または事故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行なう場合は、原則として、当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）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な事情がある場合で、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に予備送電サービス契約電力は、発電場所における</p>	<p>21 予備送電サービス</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合</p> <p>(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（需要者の発電設備の検査、補修または事故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行なう場合は、原則として、当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）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な事情がある場合で、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に予備送電サービス契約電力は、発電場所における</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

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の損失補正率で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1キロワットにつき	高圧で供給する場合	84円66銭
	特別高圧で供給する場合	67円00銭

ロ 予備送電サービスB

予備送電サービス契約電力1キロワットにつき	高圧で供給する場合	109円00銭
	特別高圧で供給する場合	107円50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

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用することができます。

ハ 契約者または発電契約者が希望される場合は、1受電地点または1

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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の損失補正率で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1キロワットにつき	高圧で供給する場合	84円66銭
	特別高圧で供給する場合	67円00銭

ロ 予備送電サービスB

予備送電サービス契約電力1キロワットにつき	高圧で供給する場合	109円00銭
	特別高圧で供給する場合	107円50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

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用することができます。

ハ 契約者または発電契約者が希望される場合は、1受電地点または1

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>供給地点ごとに予備送電サービスAと予備送電サービスBとをあわせて利用することができます。</p> <p>ニ その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、接続供給の場合は、19（接続送電サービス）に準ずるものいたします。</p>	<p>供給地点ごとに予備送電サービスAと予備送電サービスBとをあわせて利用することができます。</p> <p>ニ その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、接続供給の場合は、19（接続送電サービス）に準ずるものいたします。</p> <p>22 系統連系受電サービス</p> <p>(1) 適 用 範 囲</p> <p>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に当社が受電する電気に適用いたします。ただし、当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。</p> <p>(2) 系統連系受電課金対象電力</p> <p>各月の系統連系受電課金対象電力は、次によって受電地点ごとに、発電バラnsingグループごとに定めます。</p> <p>イ 発電場所が1発電バラnsingグループに属している場合</p> <p>(i) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</p> <p>系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力といたします。</p> <p>(ii) (i) 以外の場合</p> <p>系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその1月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。</p> <p>ロ 発電場所が複数の発電バラnsingグループに属している場合</p> <p>(i) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</p> <p>発電バラnsingグループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。</p> <p>(ii) (i) 以外の場合</p> <p>発電バラnsingグループごとの系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。</p> <p>ハ イおよびロにおいて、系統連系受電課金対象電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。</p> <p>(i) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット</p> <p>(ii) 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電流10アンペア</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
	<p>ただし、接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は、0.5キロワットとみなし、15アンペアの場合は、1.5キロワットとみなします。</p> <p>(a) 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容量1キロボルトアンペア</p> <p>(b) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける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。）1キロボルトアンペア</p> <p>ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。</p> <p>(a) 附則3（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）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット</p> <p>(3) 系統連系受電サービス料金</p> <p>系統連系受電サービス料金は、受電地点ごとに、発電バランスンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。</p> <p>イ 基本料金</p> <p>基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は、半額といたします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 973 1886 1034"> <tr> <td>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</td> <td>85円10銭</td> </tr> </table> <p>ロ 電力量料金</p> <p>電力量料金は、その1月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 1197 1886 1257"> <tr> <td>1キロワット時につき</td> <td>23銭</td> </tr> </table> <p>ハ 系統設備効率化割引</p> <p>系統設備効率化割引は、基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引A」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引B」といいます。）とし、受電地点ごとに、発電バランスンググループごとに、次により算</p>	系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	85円10銭	1キロワット時につき	23銭
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	85円10銭				
1キロワット時につき	23銭				

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

定いたします。

(イ) 適 用

a 系統設備効率化割引A

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分A-1、A-2またはA-3に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b 系統設備効率化割引B

低圧または高圧で受電する場合で、連系変電所等が割引対象変電所等（別表2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分B-1またはB-2に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ロ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は、aの系統設備効率化割引A単価およびbの系統設備効率化割引B単価を合計した値といたします。

a 系統設備効率化割引A単価

系統設備効率化割引Aに係る単価とし、1月につき次のとおりといたします。

(a) 受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単 価
系統連系受電 課金対象電力 1キロワット につき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A-1の場合	38円56銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A-2の場合	7円93銭
	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A-3の場合	3円97銭

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

(b) (a) 以外の場合

	連系変電所等	単 価
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	別表2 (系統設備効率化割引の対象変電所等) (1)の割引区分A-1の場合	38円56銭
	別表2 (系統設備効率化割引の対象変電所等) (1)の割引区分A-2の場合	15円86銭
	別表2 (系統設備効率化割引の対象変電所等) (1)の割引区分A-3の場合	7円93銭

b 系統設備効率化割引B単価

系統設備効率化割引Bに係る単価とし、1月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単 価
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	別表2 (系統設備効率化割引の対象変電所等) (1)の割引区分B-1の場合	39円74銭
	別表2 (系統設備効率化割引の対象変電所等) (1)の割引区分B-2の場合	16円36銭

(v) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は、(2)の系統連系受電課金対象電力に(iv)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし、まったく発電または放電しない場合 (他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。) の系統設備効率化割引額は、半額といたします。

ニ そ の 他

系統連系受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。

22 発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適 用

発電バランスグループにおいて、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

(i) 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

2223 発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適 用

発電バランスグループにおいて、~~38~~39 (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

(i) 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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」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。</p> <p>ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>23 接続対象計画差対応電力</p> <p>(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。</p> <p>(2) 接続対象計画差対応電力</p> <p>イ 接続対象計画差対応補給電力</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」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。</p> <p>ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>2324 接続対象計画差対応電力</p> <p>(1) 適用 3839（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。</p> <p>(2) 接続対象計画差対応電力</p> <p>イ 接続対象計画差対応補給電力</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>します。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>ロ 接続対象計画差対応余剰電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>24 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>(1) 適 用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。</p> <p>(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価</p>	<p>します。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>ロ 接続対象計画差対応余剰電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>2425 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>(1) 適 用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。</p> <p>(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>ロ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(イ) 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金</p> <p>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(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。</p> <p>(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>25 給電指令時補給電力</p> <p>(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金</p> <p>イ 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>ロ 給電指令時補給電力料金</p> <p>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。</p> <p>ハ 給電指令時補給電力量</p> <p>給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、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。</p> <p>ニ 給電指令時補給電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金</p> <p>イ 適用範囲</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>ロ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(イ) 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金</p> <p>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(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。</p> <p>(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>2526 給電指令時補給電力</p> <p>(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金</p> <p>イ 適用範囲</p> <p>3839 (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。</p> <p>ロ 給電指令時補給電力料金</p> <p>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。</p> <p>ハ 給電指令時補給電力量</p> <p>給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、3031 (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。</p> <p>ニ 給電指令時補給電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金</p> <p>イ 適用範囲</p> <p>3839 (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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>プに適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>ハ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、30（電力および電力量の算定）^⑧により30分ごとに算定された値といたします。</p> <p>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、38（給電指令の実施等）^②ホの場合で、当社の電力系統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し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）^⑤により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限り、）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。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）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。</p>	<p>ープに適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>ハ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、30³¹（電力および電力量の算定）^⑧により30分ごとに算定された値といたします。</p> <p>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、38³⁹（給電指令の実施等）^②ホの場合で、当社の電力系統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し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38³⁹（給電指令の実施等）^⑤により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限り、）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。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）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。</p>

IV 料金の算定および支払い

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。

2627 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)ロ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った場合は、検針に伺った日に検針を行なっ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。

2728 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)ロ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、**の受電地点における検針日と供給地点における検針日**を、原則として同一の日とすることがあります**いたします。

- (2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は、検針に伺った日に検針を行なっ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。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>なお、当社は、ロの場合は、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いたします。</p> <p>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</p> <p>ロ その他特別の事情がある場合</p> <p>(5) (3)の場合で、検針を行なったときは、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いたします。</p> <p>(6) (4)イの場合で、検針を行なわなかったときは、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ったものいたします。</p> <p>(7) (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いたします。</p>	<p>なお、当社は、ロの場合は、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いたします。</p> <p>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</p> <p>ロ その他特別の事情がある場合</p> <p>(5) (3)の場合で、検針を行なったときは、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いたします。</p> <p>(6) (4)イの場合で、検針を行なわなかったときは、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ったものいたします。</p> <p>(7) (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いたします。</p>
<p>28 料金の算定期間</p> <p>(1) 送電サービス料金の算定期間は、次によります。</p> <p>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。</p> <p>ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、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等計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせしたときは、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。</p> <p>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）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。</p>	<p>2829 料金の算定期間</p> <p>(1) 送電サービス料金の算定期間は、次によります。</p> <p>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「供給側検針期間」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。</p> <p>ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合、電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日（以下「計量日」とをいいます。）をお知らせしたときは、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「供給側計量期間」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。</p> <p>ハ 定額接続送電サービスの料金または3031（電力および電力量の算定）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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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 日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は、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。）といたします。</p> <p>29 計 量</p> <p>(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等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等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</p>	<p>(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は、次によります。</p> <p>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「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電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。</p> <p>ロ 高圧または特別高圧で受電する場合で、当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合、電力量または最大連系電力等が記録型等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは、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「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電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。</p> <p>(2)(3) 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 日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は、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。）といたします。</p> <p>2930 計 量</p> <p>(1) 当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型等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等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3738（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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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あります。この場合、仕訳に必要な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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>30 電力および電力量の算定</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>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あります。この場合、仕訳に必要な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。</p> <p>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、3031（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。</p> <p>(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および発電者にお知らせいたします。</p> <p>なお、発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは、発電契約者を通じて行ないます。</p> <p>(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。</p> <p>3031 電力および電力量の算定</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は、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。 また、料金の算定期間の発電量調整受電電力量は、30分ごとの発電量調整受電電力量を、受電地点ごとに、料金の算定期間（ただし、発電契約者が受電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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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の損失補正率で修正したものといたします。</p> <p>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（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。</p> <p>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（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(ニ)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</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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の損失補正率で修正したものといたします。</p> <p>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（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。</p> <p>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（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(ニ)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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>し引いたものといたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>イ 需要場所が需要抑制バランス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(10)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。</p> $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (31 [損失率] に定める損失率といたします。)}} $ <p>ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(10)の需要抑制量調整受電計画電力量が零を超える場合は、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。</p> <p>(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、(10)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</p> <p>a 1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合</p> <p>(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場合</p> $\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (31 [損失率] に定める損失率といたします。)}} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量} \right\}$ <p>(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場合</p> $\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ <p>(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場合</p> $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (31 [損失率] に定める損失率といたします。)}} $ <p>b 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合</p> <p>(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場合</p>	<p>し引いたものといたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>イ 需要場所が需要抑制バランス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(10)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。</p> $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (3132 [損失率] に定める損失率といたします。)}} $ <p>ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(10)の需要抑制量調整受電計画電力量が零を超える場合は、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。</p> <p>(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、(10)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</p> <p>a 1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合</p> <p>(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場合</p> $\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (3132 [損失率] に定める損失率といたします。)}} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量} \right\}$ <p>(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場合</p> $\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ <p>(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場合</p> $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (3132 [損失率] に定める損失率といたします。)}} $ <p>b 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合</p> <p>(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場合</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 ー需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(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場合 ベースラインー需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(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場合 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値</p> <p>(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。</p> $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(31 [損失率]) に定める損失率といたします。}}$ <p>(d) 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、(d)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値 ベースラインー需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(ii) 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、(ii)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。</p> <p>(ii) 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）(ii)のとおりといたします。</p> <p>(iii) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は、(ii)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。</p> <p>(iv) 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。</p>	<p>当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 ー需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(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場合 ベースラインー需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(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場合 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値</p> <p>(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。</p> $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(43[2] [損失率]) に定める損失率といたします。}}$ <p>(d) 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、(d)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値 ベースラインー需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(ii) 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、(ii)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。</p> <p>(ii) 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）(ii)のとおりといたします。</p> <p>(iii) 需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は、(ii)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。</p> <p>(iv) 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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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</p> <p>(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</p> <p style="text-align: center;">需要抑制量調整受電電力量 = 0</p> <p>(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</p> <p style="text-align: center;">需要抑制量調整受電電力量 =</p> $\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(31 (損失率) に定める損失率といたします。)}} \right\}$ <p>(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</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>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。）</p> <p style="text-align: center;">需要抑制量調整受電電力量 =</p> $\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(31 (損失率) に定める損失率といたします。)}} \right\}$ <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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</p>	<p>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</p> <p>(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</p> <p style="text-align: center;">需要抑制量調整受電電力量 = 0</p> <p>(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</p> <p style="text-align: center;">需要抑制量調整受電電力量 =</p> $\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(3132 (損失率) に定める損失率といたします。)}} \right\}$ <p>(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</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>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。）</p> <p style="text-align: center;">需要抑制量調整受電電力量 =</p> $\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(3132 (損失率) に定める損失率といたします。)}} \right\}$ <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>(17) ベースライン</p> <p>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〕）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。</p> <p>(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量</p> <p>発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バラnsing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。</p> <p>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。</p> <p style="padding-left: 2em;">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</p> <p>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は、次の④イ、④ロおよび④ハによって算定された値といたします。</p> <p>④イ 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。</p> <p style="padding-left: 2em;">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</p> <p>④ロ 次の場合で、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</p>	<p>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。</p> <p>(17) ベースライン</p> <p>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〕）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。</p> <p>(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量</p> <p>発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バラnsing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。</p> <p>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。</p> <p style="padding-left: 2em;">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</p> <p>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は、次の④イ、④ロおよび④ハによって算定された値といたします。</p> <p>④イ 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。</p> <p style="padding-left: 2em;">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</p> <p>④ロ 次の場合で、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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>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</p> <p>a 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出力の抑制を実施した場合</p> <p>b 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単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。）を実施したとき。</p> <p>c 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。</p> <p>d 38（給電指令の実施等）(2)ヘの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。</p> <p>(n) 次の場合で、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、次により算定された値といたします。</p> <p>a 38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p>	<p>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。</p> <p>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</p> <p>a 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出力の抑制を実施した場合</p> <p>b 3839（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単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。）を実施したとき。</p> <p>c 3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。</p> <p>d 3839（給電指令の実施等）(2)ヘの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。</p> <p>(n) 次の場合で、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、次により算定された値といたします。</p> <p>a 3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（3839〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量</p> <p>b ファーム電源に対して、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによ</p>	<p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量</p> <p>b ファーム電源に対して、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および3839（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（3839〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはト</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>て出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p style="text-align: center;"> 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 - 38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量 </p> <p>c ノンファーム電源であり、かつ、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、38 (給電指令の実施等) (2)への場合の給電指令等および38 (給電指令の実施等) (2)トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合</p> <p style="text-align: center;"> 38 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38 (給電指令の実施等) (2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。 </p> <p style="text-align: center;"> 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 </p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p style="text-align: center;"> 38 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量とし、38 (給電指令の実施等) (2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。 </p> <p style="text-align: center;"> 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 - 38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量 </p> <p>d 38 (給電指令の実施等) (2)ホの場合の給電指令等および38 (給</p>	<p>によって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p style="text-align: center;"> 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 - 3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量 </p> <p>c ノンファーム電源であり、かつ、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、3839 (給電指令の実施等) (2)への場合の給電指令等および3839 (給電指令の実施等) (2)トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合</p> <p style="text-align: center;"> 3839 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839 (給電指令の実施等) (2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。 </p> <p style="text-align: center;"> 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 </p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p style="text-align: center;"> 3839 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量とし、3839 (給電指令の実施等) (2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。 </p> <p style="text-align: center;"> 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 - 3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量 </p> <p>d 3839 (給電指令の実施等) (2)ホの場合の給電指令等および3839</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>電指令の実施等) (2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合</p> <p>38 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p>38 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量とし、38 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p style="text-align: center;">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 －38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量</p> <p>e 38 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、38 (給電指令の実施等) (2)ホの場合の給電指令等および38 (給電指令の実施等) (2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合</p> <p>38 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38 (給電指令の実施等) (2)ホによって</p>	<p>(給電指令の実施等) (2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合</p> <p>3839 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合</p> <p>3839 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量とし、3839 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p style="text-align: center;">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 －3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量</p> <p>e 3839 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、3839 (給電指令の実施等) (2)ホの場合の給電指令等および3839 (給電指令の実施等) (2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合</p> <p>3839 (給電指令の実施等) (2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および3839 (給電指令の実施等) (2)ホに</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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 - 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量</p> <p>(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量</p>	<p>よって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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 - 3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量</p> <p>(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし、3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p data-bbox="539 209 1070 233">-38 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量</p> <p data-bbox="562 272 804 296">- 発電量調整受電電力量</p> <p data-bbox="342 304 759 328">(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p data-bbox="367 336 1081 392">発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バラ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。</p> <p data-bbox="367 400 1081 616">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。</p> <p data-bbox="427 624 804 647">発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p data-bbox="450 655 981 679">= 発電量調整受電電力量 - 発電量調整受電計画電力量</p> <p data-bbox="367 687 1081 1326">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出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、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、38 (給電指令の実施等) (2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは38 (給電指令の実施等) (2)への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、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の算定は、(18)ロによるものといたします。</p> <p data-bbox="427 1366 804 1390">発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p data-bbox="450 1398 981 1422">= 発電量調整受電電力量 - 発電量調整受電計画電力量</p> <p data-bbox="342 1430 692 1453">(20) 接続対象計画差対応補給電力量</p>	<p data-bbox="1346 177 1373 264">量</p> <p data-bbox="1346 209 1890 233">-3839 (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量</p> <p data-bbox="1368 272 1610 296">- 発電量調整受電電力量</p> <p data-bbox="1149 304 1565 328">(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p data-bbox="1173 336 1888 392">発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バラ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。</p> <p data-bbox="1173 400 1888 616">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。</p> <p data-bbox="1234 624 1610 647">発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p data-bbox="1256 655 1787 679">= 発電量調整受電電力量 - 発電量調整受電計画電力量</p> <p data-bbox="1173 687 1888 1358">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出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、3839 (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、3839 (給電指令の実施等) (2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは3839 (給電指令の実施等) (2)への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、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の算定は、(18)ロによるものといたします。</p> <p data-bbox="1234 1366 1610 1390">発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p data-bbox="1256 1398 1787 1422">= 発電量調整受電電力量 - 発電量調整受電計画電力量</p> <p data-bbox="1149 1430 1498 1453">(20) 接続対象計画差対応補給電力量</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>接続対象計画差対応補給電力量 =接続対象電力量－接続対象計画電力量</p> <p>(21) 接続対象計画差対応余剰電力量</p> <p>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。</p> <p>接続対象計画差対応余剰電力量 =接続対象計画電力量－接続対象電力量</p> <p>(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量</p> <p>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、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。</p> <p>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電力量－需要抑制量調整受電電力量</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>接続対象計画差対応補給電力量 =接続対象電力量－接続対象計画電力量</p> <p>(21) 接続対象計画差対応余剰電力量</p> <p>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。</p> <p>接続対象計画差対応余剰電力量 =接続対象計画電力量－接続対象電力量</p> <p>(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量</p> <p>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、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。</p> <p>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電力量－需要抑制量調整受電電力量</p> <p>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式は、次のとおりといたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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電力量 + $\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1 - \text{損失率(31 (損失率) に定める損失率といたします。)}\}}$ --ベースライン</p> <p>(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。</p> <p>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電力量 - 需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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あります。</p> <p>(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。</p>	<p>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電力量 + $\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1 - \text{損失率(2728 (損失率) に定める損失率といたします。)}\}}$ --ベースライン</p> <p>(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。</p> <p>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電力量 - 需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(26) 2728（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、最大連系電力等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、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。</p> <p>(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あります。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

(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また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、その値を、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. 6パーセント
高圧で供給する場合	3. 2パーセント
特別高圧で供給する場合	1. 3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、

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

(29) 計量器の故障等により電力量、**最大連系電力等**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、**最大連系電力等**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、**最大連系電力等**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また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、その値を、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。

3132 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. 6パーセント
高圧で供給する場合	3. 2パーセント
特別高圧で供給する場合	1. 3パーセント

3233 料 金 の 算 定

(1) 送電サービス料金、**系統連系受電サービス料金**、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、**系統連系受電契約**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 **発電契約者が受電地点を新たに設定し、受電地点からの発電量調整供給を再開し、もしくは停止し、または受電地点を消滅させる場合**

△ニ 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、**契約受電電力**、同

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>料金に変更があった場合</p> <p>ニ 28 (料金の算定期間) (1)イの場合で検針期間の日数と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。</p> <p>ホ 28 (料金の算定期間) (1)ロの場合で計量期間の日数と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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p> $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ <p>ただし、(1)ニまたはホに該当する場合は、</p> $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ <p>といたします。</p> <p>ロ ピークシフト割引額を日割りする場合</p> $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ <p>ただし、(1)ニまたはホに該当する場合は、</p> $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ <p>といたします。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p>	<p>時最大受電電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合</p> <p>ニホ 2829 (料金の算定期間) (1)イの場合で、供給側検針期間の日数とその供給側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。</p> <p>ホヘ 2829 (料金の算定期間) (1)ロの場合で、供給側計量期間の日数とその供給側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。</p> <p>ト 29 (料金の算定期間) (2)イの場合で、受電側検針期間の日数とその受電側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。</p> <p>チ 29 (料金の算定期間) (2)ロの場合で、受電側計量期間の日数とその受電側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。</p> <p>(2) 当社は、(1)ロ、ハ、ニまたはホからチまでの場合は、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および系統設備効率化割引額について、次の式により日割計算をいたします。</p> <p>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</p> $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ <p>ただし、(1)ニホ、ヘ、トまたはホチに該当する場合は、</p> $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ <p>といたします。</p> <p>ロ ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合</p> $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ <p>ただし、(1)ニホ、ヘ、トまたはホチに該当する場合は、</p> $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ <p>といたします。</p> <p>(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。</p> <p>また、(1)ハニ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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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）⑤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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>(4) (1)ハ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発電契約者が受電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。</p> <p>また、(1)ニ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。</p> <p>(4)(5) 契約者が供給地点を新たに設定し、またはもしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合 供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点または受電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。</p> <p>ロ 供給地点または受電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または発電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。</p> <p>(5)(6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または3031（電力および電力量の算定）⑤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)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、(4)(5)に準ずるものといたします。この場合、(4)(5)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。</p> <p>(6)(7) 2829（料金の算定期間）(1)ロまたは29（料金の算定期間）(2)ロの場合は、(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、供給側計量期間または受電側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、またはもしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、(4)(5)に準ずるものといたします。この場合、(4)(5)にいう検針日は、計量日といたします。</p> <p>(7)(8) 契約者が供給地点を新たに設定し、またはもしくは供給地点を消滅させる場合または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電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。</p> <p>イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合 その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>たします。)の属する月の日数といたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>側検針期間または受電側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。</p> <p>ロ 供給地点または受電地点を消滅させる場合 その供給地点または受電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供給側検針期間または受電側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。</p> <p>(8)(9) 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。</p> <p>(9)(10) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整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たします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み、接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給または発電量調整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。</p>
<p>33 支払義務の発生および支払期日</p> <p>(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日に発生いたします。</p> <p>(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)⑧の場合で、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。)以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。</p> <p>(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</p>	<p>3334 支払義務の発生および支払期日</p> <p>(1) 日程等別料金の支払義務は、18(料金)(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。</p> <p>(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は、18(料金)(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。</p> <p>(3)(3) 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、3031(電力および電力量の算定)⑧の場合で、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。)以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。</p> <p>(4)(4) (1)の日程等別料金または、(2)の系統連系受電サービス料金または(3)(3)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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>日は翌営業日といたします。</p> <p>イ 54 (解約等) (1)により解約となった場合</p> <p>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</p> <p>ハ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が破産、再生、会社更生、特別清算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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>(4) 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場合の支払期日は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 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)イからへ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)イからへ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。</p> <p>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。</p> <p>なお、(3)イからへ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</p>	<p>の日は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。</p> <p>イ 5455 (解約等) (1)により解約となった場合</p> <p>ロ 契約者、発電契約者、発電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</p> <p>ハ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が破産、再生、会社更生、特別清算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</p> <p>ニ 契約者、発電契約者、発電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</p> <p>ホ 契約者、発電契約者、発電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</p> <p>ヘ その他の理由で契約者、発電契約者、発電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、発電者または需要抑制契約者に通知した場合</p> <p>(4)(5) 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が(4)(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が(4)(4)イからへ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、発電者または需要抑制契約者が(4)(4)イからへ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たします。ただし、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が(4)(4)イからへ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。</p> <p>ロ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が(4)(4)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。</p> <p>なお、(4)(4)イからへ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、発電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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>34 料金その他の支払方法</p> <p>(1) 契約者の料金その他の支払方法は、次によります。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>当社はその旨を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者に通知いたします。</p> <p>(5)(6) 当社は、(2)(3)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。</p> <p>3435 料金その他の支払方法</p> <p>(1) 契約者の料金その他の支払方法は、次によります。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 発電者の料金その他の支払方法は、次によります。</p> <p>イ 発電者の料金については、ロによって支払われる場合を除き、そのつど、発電者から発電契約者に支払っていただきます。</p> <p>なお、支払われた料金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当社へ引き渡していただきます。</p> <p>また、引き渡しにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。</p> <p>ロ 次の場合には、発電者の料金について、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者から支払っていただきます。</p> <p>なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。</p> <p>(イ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合</p> <p>(ロ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で、発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。</p> <p>(ハ) その他当社が必要と認めた場合</p> <p>ハ 発電者の料金について、支払いは、次のときになされたものといたします。</p> <p>(イ) イの場合、発電者から発電契約者に支払われたとき。</p> <p>(ロ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合、発電者がその金融機関に払い込まれたとき。</p> <p>ニ 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。）の延滞利息を発電者から申し受けます。</p> <p>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。</p> <p>また、延滞利息は、原則として、発電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者から支払っていただきます。</p> <p>ホ 発電者の料金は、原則として、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。</p> <p>ヘ この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金、延滞</p>

現 行（2023年12月27日実施）	変 更 後（2024年 4 月 1 日実施予定）
<p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(4) 当社の料金の支払方法は、次によります。</p> <p>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等によってお支払いいたします。</p> <p>なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>利息および契約超過金以外の債務（保証金、違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）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者から支払っていただきます。</p> <p>なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。</p> <p>(3)(4) 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(4)(5) 当社の料金の支払方法は、次によります。</p> <p>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等によってお支払いいたします。</p> <p>なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。</p> <p>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いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>35 保 証 金</p> <p>(1) 契約者の場合は、次によります。</p> <p>イ 当社は、次のいずれかに該当する場合は、必要と認められるときには、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だつて、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。</p> <p>(イ) 料金の支払いの延滞があった場合</p> <p>(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）^㉑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）^㉒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相当と認められ、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。</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>ハ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>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あります。</p> <p>ホ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者の場合は、次によります。</p> <p>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つて、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。</p> <p>ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>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あります。</p> <p>ニ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>3536 保 証 金</p> <p>(1) 契約者の場合は、次によります。</p> <p>イ 当社は、次のいずれかに該当する場合は、必要と認められるときには、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だつて、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。</p> <p>(イ) 料金の支払いの延滞があった場合</p> <p>(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、3031（電力および電力量の算定）^㉑によって算定された値が著しく大きい場合または3031（電力および電力量の算定）^㉒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相当と認められ、3940（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。</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>ハ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>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あります。</p> <p>ホ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>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。</p> <p>(2) 発電契約者の場合は、次によります。</p> <p>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つて、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。</p> <p>ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>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あります。</p> <p>ニ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(3) 需要抑制契約者の場合は、次によります。</p> <p>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つて、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。</p> <p>ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>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あります。</p> <p>ニ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>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。</p> <p>36 連 帯 責 任</p> <p>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、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。</p>	<p>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。</p> <p>(3) 発電者の場合は、次によります。</p> <p>イ 当社は、料金の支払いの延滞があった発電者、新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から、系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だつて、または系統連系受電サービス継続の条件として、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。</p> <p>ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>ハ 当社は、系統連系受電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、保証金を発電者の支払額に充当することがあります。</p> <p>ニ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電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。</p> <p>(4) 需要抑制契約者の場合は、次によります。</p> <p>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つて、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。</p> <p>ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</p> <p>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あります。</p> <p>ニ 当社は、保証金について利息を付しません。</p> <p>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。</p> <p>3637 連 帯 責 任</p> <p>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、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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">V 供 給</p> <p>37 託送供給等の実施</p> <p>(1) 接続供給の場合</p> <p>イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。</p> <p>(i) 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。</p> <p>(ii) 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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ある場合には、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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、契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。</p>	<p style="text-align: center;">V 供 給</p> <p>3738 託送供給等の実施</p> <p>(1) 接続供給の場合</p> <p>イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。</p> <p>(i) 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。</p> <p>(ii) 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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ある場合には、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>なお、当社は、3839（給電指令の実施等）および7576（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、契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1 日実施予定)
<p>(2) 振替供給の場合</p> <p>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けます。</p> <p>ロ 契約者がイで通知した計画を変更する必要がある場合には、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けます。</p> <p>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けます。</p> <p>(3) 発電量調整供給の場合</p> <p>イ 電力量については、次のとおりにしていただけます。</p> <p>(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けます。</p> <p>(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けます。</p> <p>ロ 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けます。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相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けます。</p> <p>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。</p> <p>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けます。</p> <p>ホ 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、ロ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けます。</p> <p>ヘ 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要がある場合には、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けます。</p> <p>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</p>	<p>(2) 振替供給の場合</p> <p>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けます。</p> <p>ロ 契約者がイで通知した計画を変更する必要がある場合には、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けます。</p> <p>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けます。</p> <p>(3) 発電量調整供給の場合</p> <p>イ 電力量については、次のとおりにしていただけます。</p> <p>(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けます。</p> <p>(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けます。</p> <p>ロ 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けます。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相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けます。</p> <p>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。</p> <p>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けます。</p> <p>ホ 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、ロ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けます。</p> <p>ヘ 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要がある場合には、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けます。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>ト 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。</p> <p>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。</p> <p>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、発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。</p> <p>(4) 需要抑制量調整供給の場合</p> <p>イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。</p> <p>(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させていただきます。</p> <p>(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させていただきます。</p> <p>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相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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ホ 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。</p> <p>ヘ 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力</p>	<p>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。</p> <p>ト 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。</p> <p>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。</p> <p>なお、当社は、3839（給電指令の実施等）および7576（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、発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。</p> <p>(4) 需要抑制量調整供給の場合</p> <p>イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。</p> <p>(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させていただきます。</p> <p>(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させていただきます。</p> <p>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相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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ホ 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。</p> <p>ヘ 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>ト 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。</p> <p>38 給電指令の実施等</p> <p>(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)トにかかわらず、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。</p> <p>(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。この場合、当社は、必要に応じて、契約者、発電契約者、発電者または需要者にお知らせいたします。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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、原子力発電または水力発電等を抑制する必要性が生じた場合</p> <p>ニ 振替供給の場合、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。</p> <p>ホ イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統 (以下「基幹系統」といいます。) 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し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要性が生じたとき。</p> <p>ヘ イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統 (以下「ローカル系統」といいます。) 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し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要性が生じたとき。</p> <p>ト その他電気の需給上または保安上必要がある場合</p> <p>(3) 当社は、低圧で受電または供給する場合で、(2)イ、ロ、ホ、へまたは</p>	<p>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。</p> <p>ト 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。</p> <p>3839 給電指令の実施等</p> <p>(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、3738 (託送供給等の実施) (3)トにかかわらず、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。</p> <p>(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。この場合、当社は、必要に応じて、契約者、発電契約者、発電者または需要者にお知らせいたします。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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、原子力発電または水力発電等を抑制する必要性が生じた場合</p> <p>ニ 振替供給の場合、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。</p> <p>ホ イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統 (以下「基幹系統」といいます。) 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し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要性が生じたとき。</p> <p>ヘ イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統 (以下「ローカル系統」といいます。) 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し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要性が生じたとき。</p> <p>ト その他電気の需給上または保安上必要がある場合</p> <p>(3) 当社は、低圧で受電または供給する場合で、(2)イ、ロ、ホ、へまたは</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>トのときには、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。</p> <p>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。</p> <p>(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が中止された場合（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。</p> <p>(5) 当社は、発電量調整供給において、(2)イ、ロ、ホ、へまたはトの場合で、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。</p> <p>(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。</p> <p>(7) 当社は、(2)イ、ロ、ハ、トまたは(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。</p> <p>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キロワット未満のとき。</p> <p>(イ) 割引の対象</p>	<p>トのときには、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。</p> <p>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。</p> <p>(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が中止された場合（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。</p> <p>(5) 当社は、発電量調整供給において、(2)イ、ロ、ホ、へまたはトの場合で、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。</p> <p>(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。</p> <p>(7) 当社は、(2)イ、ロ、ハ、トまたは(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。</p> <p>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キロワット未満のとき。</p> <p>(イ) 割引の対象</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(ロ) 割 引 率</p> <p>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。</p> <p>(イ) 制限または中止延べ日数の計算</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>(イ) 割引の対象</p> <p>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。</p> <p>(ロ) 割 引 率</p> <p>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。</p> <p>(イ) 制限または中止延べ時間数の計算</p> <p>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。</p> <p>なお、制限時間については、次の算式により修正したうえで合計いたします。</p> <p>a 接続供給電力を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ <p>H' = 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）</p> <p>H = 制限時間</p> <p>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</p> <p>d = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大</p>	<p>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。</p> <p>(ロ) 割 引 率</p> <p>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。</p> <p>(イ) 制限または中止延べ日数の計算</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>(イ) 割引の対象</p> <p>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。</p> <p>(ロ) 割 引 率</p> <p>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。</p> <p>(イ) 制限または中止延べ時間数の計算</p> <p>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。</p> <p>なお、制限時間については、次の算式により修正したうえで合計いたします。</p> <p>a 接続供給電力を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ <p>H' = 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）</p> <p>H = 制限時間</p> <p>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</p> <p>d = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">値</p> <p>b 接続供給電力量を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ <p>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（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: center;">値</p> <p>b 接続供給電力量を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ <p>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（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量</p> <p>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。</p> <p>(7) 当社は、(2)イ、ロ、ホ、へ、トまたは(3)によって、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、(2)ロの場合で、発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止することが明らかな場合または(2)トの場合（低圧で受電する場合を含みます。）で、電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは、その部分については割引いたしません。</p> <p>イ 低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。</p> <p>(i) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、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。</p> <p>(ii) 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。</p> <p>(iii) 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。</p> <p>ロ 高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。この場合の1月につき1日とは、1暦月の1暦日における1</p>	<p>(i) 割引の対象 当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(i)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、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。</p> <p>(ii) 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。</p> <p>(iii) 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、次の算式により修正したうえで合計いたします。</p> <p>a 発電量調整受電電力を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ <p>H' = 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H = 制限時間 D = 当該受電地点の同時最大受電電力 d = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値</p> <p>b 発電量調整受電電力量を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ <p>H' = 修正時間 H = 制限時間 A = 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量（発電者の平常運転時の発電量調整受電電力量の実績等にもとづき算定される推定発電量調整受電電力量といたします。） B = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量</p> <p>c 発電量調整受電電力および発電量調整受電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。</p> <p>(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発電者に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。この場合の1月につき1日とは、1暦月の1暦日にお</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>回の工事による制限または中止の時間といたします。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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っ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。</p>	<p>ける1回の工事による制限または中止の時間といたします。</p> <p>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。</p> <p>(9) 当社は、(2)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、これにともなう料金の減額は行ないません。</p> <p>(9)(10) 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、これにともなう料金の減額は行ないません。</p> <p>(10)(11) 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っ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。</p>
<p>39 適正契約の保持等</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(3) 当社は、30(電力および電力量の算定)⑩もしくは⑪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)⑫イもしくは⑬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)⑭ロもしくは⑮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)⑯もしくは⑰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)⑱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</p>	<p>3940 適正契約の保持等</p> <p>(1) 当社は、契約者、発電契約者、発電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、系統連系受電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。</p> <p>(2) 当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には、その契約受電電力または同時最大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。</p> <p>(3) 当社は、3931(電力および電力量の算定)⑩もしくは⑪によって算定された値が著しく大きい場合、3931(電力および電力量の算定)⑫イもしくは⑬イによって算定された値が著しく大きい場合、3931(電力および電力量の算定)⑭ロもしくは⑮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。)、3931(電力および電力量の算定)⑯もしくは⑰によって算定された値が著しく大きい場合または3931(電力および電力量の算定)⑱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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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相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。</p> <p>40 契約超過金</p> <p>(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した場合には、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したもの（予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用した場合は、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。</p> <p>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たします。</p> <p>(2) 契約超過金は、契約電力をこえて電気を使用し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。</p> <p>なお、契約超過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、契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。</p>	<p>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相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。</p> <p>4041 契約超過金</p> <p>(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した場合には、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したもの（予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用した場合は、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。</p> <p>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たします。</p> <p>(2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として発電者から申し受けます。</p> <p>なお、この場合、契約超過受電電力は、次によって受電地点ごとに、発電バラシンググループごとに定めます。</p> <p>イ 発電場所が1発電バラシンググループに属している場合</p> <p>(イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</p> <p>その1月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。</p> <p>(ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合</p> <p>その1月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</p> <p>ロ 発電場所が複数の発電バラシンググループに属している場合</p> <p>(イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</p> <p>発電バラシンググループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>値といたします。</p> <p>(ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合</p> <p>発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</p> <p>ハ イおよびロにおいて、契約超過受電電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。</p> <p>(イ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット</p> <p>(ロ) 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電流10アンペア</p> <p>ただし、接続送電サービス契約電流が5アンペアの場合は、0.5キロワットとみなし、15アンペアの場合は、1.5キロワットとみなします。</p> <p>(イ) 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容量1キロボルトアンペア</p> <p>(ロ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける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。）1キロボルトアンペア</p> <p>ただし、電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量の端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。</p> <p>(ホ) 附則3（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）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット</p> <p>(ウ)(3) 契約超過金は、は、の支払期日、支払方法等については、次のとおりといたします。</p> <p>イ 契約者の場合</p> <p>契約電力をこえて電気を使用した月の検針日が供給側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、供給側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。</p> <p>なお、契約超過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、契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>41 力率の保持</p> <p>(1) 低圧で供給する場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 高圧または特別高圧で供給する場合</p> <p>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。</p> <p>なお、軽負荷時には進相用コンデンサの開放により、進み力率とならないようにしていただきます。また、契約者の負担で適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>4142 力率の保持</p> <p>(1) 低圧で供給する場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 高圧または特別高圧で供給する場合</p> <p>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。</p> <p>なお、軽負荷時には進相用コンデンサの開放により、進み力率とならないようにしていただきます。また、契約者の負担で適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 発電者の場合</p> <p>同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は、受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。</p> <p>なお、契約超過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、契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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</p> <p>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。</p> <p>なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>(3) 不正な電気の使用の防止等に必要、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</p> <p>(4) 計量器の検針または計量値の確認</p> <p>(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</p> <p>(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業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務</p> <p>43 託送供給等にもなう協力</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>ニ 著しい高周波または高調波を発生する場合</p> <p>ホ その他イ、ロ、ハまたはニに準ずる場合</p>	<p>4243 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施</p> <p>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。</p> <p>なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。</p> <p>(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</p> <p>(2) 7576（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</p> <p>(3) 不正な電気の使用の防止等に必要、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</p> <p>(4) 計量器の検針または計量値の確認</p> <p>(5) 4445（託送供給等の停止）、5253（契約の廃止）または5455（解約等）により必要な処置</p> <p>(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および系統連承受電契約の成立、変更もしくは終了等に必要業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務</p> <p>4344 託送供給等にもなう協力</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>ニ 著しい高周波または高調波を発生する場合</p> <p>ホ その他イ、ロ、ハまたはニに準ずる場合</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>(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氣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。</p> <p>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。</p> <p>44 託送供給等の停止</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>ハ 61 (引込線の接続) に反して、当社の電線路または引込線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</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>ロ 電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用、または電気を使用された場合</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>ヘ 43 (託送供給等にもなう協力) によって必要となる措置を講じられない場合</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>(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氣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。</p> <p>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。</p> <p>4445 託送供給等の停止</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>ハ 6162 (引込線の接続) に反して、当社の電線路または引込線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</p> <p>(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、発電契約者または発電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。</p> <p>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</p> <p>ロ 電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用、または電気を使用または発電もしくは放電された場合</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>ホ 4243 (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</p> <p>ヘ 4344 (託送供給等にもなう協力) によって必要となる措置を講じられない場合</p> <p>(3) 契約者または、発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し、当社が契約者または、発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で、3940 (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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>場合</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>ニ 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合</p> <p>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 (従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。)</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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していただきます。</p> <p>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。</p> <p>45 託送供給等の停止の解除</p> <p>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。</p> <p>46 託送供給の停止期間中の料金</p> <p>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。</p> <p>47 違 約 金</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>ロ 44 (託送供給等の停止) ②ロ、ハまたはニの場合</p>	<p>場合</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>ニ 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合</p> <p>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 (従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。)</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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していただきます。</p> <p>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。</p> <p>4546 託送供給等の停止の解除</p> <p>4445 (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。</p> <p>4647 託送供給等の停止期間中の料金</p> <p>4445 (託送供給等の停止)によって接続供給または発電量調整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またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を3233 (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。</p> <p>4748 違 約 金</p> <p>(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、系統連系受電契約については発電者から申し受けます。</p> <p>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</p> <p>ロ 4445 (託送供給等の停止) ②ロ、ハまたはニの場合</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>(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、不正な使用方法または発電・放電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。</p> <p>(3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電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。</p>
<p>48 損害賠償の免責</p> <p>(1) 11 (託送供給等の開始) (1)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を開始できなかった場合には、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。</p> <p>(2) 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、または中止した場合には、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。</p> <p>(3) 契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者および需要者が9 (検討および契約の申込み) (8)による措置を講じなかったことによって生じた損害については、当社は、その賠償の責めを負いません。</p> <p>(4) 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。</p> <p>(5) 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。</p> <p>(6) 当社は、その他の事故によって契約者、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。</p>	<p>4849 損害賠償の免責</p> <p>(1) 11 (託送供給等の開始) (1)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を開始できなかった場合には、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。</p> <p>(2) 3839 (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、または中止した場合には、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。</p> <p>(3) 契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者および需要者が9 (検討および契約の申込み) (8)による措置を講じなかったことによって生じた損害については、当社は、その賠償の責めを負いません。</p> <p>(4) 4445 (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5455 (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、系統連系受電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。</p> <p>(5) 4445 (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5455 (解約等) によって契約者もしくは発電契約者が5455 (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。</p> <p>(6) 当社は、その他の事故によって契約者、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。ただし、当社の責めとなる理由による場合は、この限りではありません。</p>
<p>49 設備の賠償</p> <p>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</p>	<p>4950 設備の賠償</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(1) 修理可能な場合 修 理 費</p> <p>(2) 亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費の合計額</p>	<p>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。</p> <p>(1) 修理可能な場合 修 理 費</p> <p>(2) 亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費の合計額</p>

VI 契約の変更および終了

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ていただきます。

(2) 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（記録型等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ったときには、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（記録型等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ったときには、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。

5051 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、**系統連系受電契約**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、**系統連系受電契約**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、**系統連系受電契約**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ていただきます。

(2) 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（記録型等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ったときには、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（記録型等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ったときには、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。

(3) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、当社の供給設備を同一条件で継続して利用されることまたは反復して利用されること

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>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。</p> <p>51 名義の変更</p> <p>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で、当社が承諾したときには、名義変更の手続きによることができます。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)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。</p> <p>52 契約の廃止</p> <p>(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する場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとす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する場合は、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、当社に通知していただきます。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。</p>	<p>が想定されるにもかかわらず、発電契約者から発電設備等の検査、補修、休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出があるときは、正当な理由がない限り、契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。</p> <p>(3)(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。</p> <p>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。</p> <p>5152 名義の変更</p> <p>合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者、発電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、発電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、系統連系受電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で、当社が承諾したときには、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者、発電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ていただきます。ただし、新たな契約者または、発電契約者または発電者が、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または系統連系受電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または当該系統連系受電契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)手リ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。</p> <p>5253 契約の廃止</p> <p>(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する場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合、発電者が系統連系受電契約を廃止しようとす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する場合は、契約者、発電契約者、発電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、当社に通知していただきます。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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p>	<p>整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。</p> <p>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。</p> <p>(2) 当社の供給設備を継続して利用されることまたは反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者または発電者から発電設備等の検査、補修、休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は、正当な理由がない限り、(1)にかかわらず、発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。</p> <p>(2)(3) 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は、5455（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者、発電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。</p> <p>イ 当社が契約者、発電契約者、発電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、系統連系受電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。</p> <p>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または系統連系受電契約は、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。</p> <p>(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。</p> <p>なお、この場合には、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。</p> <p>(4)(5) 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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>53 供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の精算</p> <p>(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。</p> <p>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いたします。</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(4) 低圧で供給する場合</p> <p>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したものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>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と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。</p> <p>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</p>	<p>5354 供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の精算</p> <p>(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。</p> <p>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いたします。</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(4) 低圧で供給する場合</p> <p>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したものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>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とともない新たに施設した供給設備について、72⁷²⁷³（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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>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せん。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(d) 高圧または特別高圧で供給する場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、当社は、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、または増加されたこととともない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で、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を除きます。）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せん。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>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、7273（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せん。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(d) 高圧または特別高圧で供給する場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、当社は、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、または増加されたこととともない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で、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を除きます。）について、7273（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せん。</p> <p>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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>します。</p> <p>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。</p> <p>(ア) 19（接続送電サービス）(2)イ(4)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、補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(4)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(4) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする場合は、(4)または(ロ)に準ずるものとしたします。この場合、(4)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された日は、需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし、接続送電サービス契約電力を増加された日は、需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし、接続送電サービス契約電力を減少される日は、19（接続送電サービス）(2)イ(4) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする日といたします。</p> <p>ロ 発電量調整供給の場合</p> <p>(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で、新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには、当社は、撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）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。</p> <p>(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する場合は、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（諸掛りを含みます。）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。</p> <p>(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。</p> <p>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、明らかにになった日に(1)に準じて精算を行ないます。</p>	<p>します。</p> <p>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、7273（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。</p> <p>(ア) 19（接続送電サービス）(2)イ(4)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、補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(4)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(4) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする場合は、(4)または(ロ)に準ずるものとしたします。この場合、(4)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された日は、需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし、接続送電サービス契約電力を増加された日は、需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし、接続送電サービス契約電力を減少される日は、19（接続送電サービス）(2)イ(4) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする日といたします。</p> <p>ロ 発電量調整供給の場合</p> <p>(イ) 発電契約者が契約受電電力、同時最大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で、新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには、当社は、撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）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。</p> <p>(ロ) 発電契約者が契約受電電力、同時最大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する場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力、同時最大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（諸掛りを含みます。）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。</p> <p>(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。</p> <p>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、明らかにになった日に(1)に準じて精算を行ないます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>54 解 約 等</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、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。</p> <p>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られ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</p> <p>ロ 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</p> <p>(イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合</p> <p>(ロ) 他(イ)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</p> <p>(ハ) 料金以外の債務を支払われない場合</p> <p>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。</p> <p>(イ) 8 (契約の要件) を欠くに至った場合</p> <p>(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。</p>	<p>(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。</p> <p>5455 解 約 等</p> <p>(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、系統連系受電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。</p> <p>なお、系統連系受電契約を解約した場合には、当該発電場所に係る発電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。</p> <p>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、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。</p> <p>また、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、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。</p> <p>イ 4445 (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られ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</p> <p>ロ 契約者、発電契約者、発電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</p> <p>(イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合</p> <p>(ロ) 発電契約者と当社が、発電者の料金、延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお引き渡されないとき。</p> <p>(イ)(ハ) 他(イ)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。)、系統連系受電契約 (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</p> <p>(イ)(ニ) 料金以外の債務を支払われない場合</p> <p>(ハ) 当社と締結する他の契約 (既に消滅しているものを含みます。) にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合</p> <p>ハ 契約者、発電契約者、発電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、発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、3940 (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。</p> <p>(イ) 8 (契約の要件) を欠くに至った場合</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(ア) 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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>(ロ) 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相当と認められるとき。</p> <p>(ハ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合</p> <p>(ホ) その他この約款に反した場合</p> <p>(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。</p> <p>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。</p>	<p>(ア) 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。</p> <p>(イ) 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。</p> <p>(ロ) 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相当と認められるとき。</p> <p>(ハ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合</p> <p>(ホ) その他この約款に反した場合</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 発電者がその発電場所において、その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電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。</p> <p>この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。</p> <p>(4) 発電場所が複数の発電バラシンググループに属しており、かつ、発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で、系統連系受電契約を解約したときは、当該発電契約者からの申出がない場合であっても、発電量調整供給契約を変更していただくものとし、当社は、その旨を発電契約者に通知いたします。</p> <p>なお、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電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。</p> <p>(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。</p> <p>この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>55 契約消滅後の債権債務関係</p> <p>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。</p>	<p>5556 契約消滅後の債権債務関係</p> <p>接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電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，系統連系受電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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p style="text-align: center;">VII 受電方法および供給方法ならびに工事</p> <p>56 受電地点、供給地点および施設</p> <p>(1) 受 電 地 点</p> <p>イ 電気の受電地点は、当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし、発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電氣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。</p> <p>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、当社の電線路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。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>(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。</p> <p>(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</p> <p>(ホ) その他特別の事情がある場合</p> <p>(2) 供 給 地 点</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(イ) 供給地点は、当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との接続点といたします。</p> <p>(ロ) 供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の電線路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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: center;">VII 受電方法および供給方法ならびに工事</p> <p>5657 受電地点、供給地点および施設</p> <p>(1) 受 電 地 点</p> <p>イ 電気の受電地点は、当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし、発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電氣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。</p> <p>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、当社の電線路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。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>(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。</p> <p>(ニ) 5859 (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</p> <p>(ホ) その他特別の事情がある場合</p> <p>(2) 供 給 地 点</p> <p>イ 接続供給の場合</p> <p>(イ) 供給地点は、当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との接続点といたします。</p> <p>(ロ) 供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の電線路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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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</p> <p>e その他特別の事情がある場合</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>d 5859 (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</p> <p>e その他特別の事情がある場合</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>
<p>57 架空引込線</p> <p>(1) 当社の電線路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。</p> <p>(2) 引込線取付点は、当社の電線路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。</p> <p>(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。</p> <p>(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</p>	<p>5758 架空引込線</p> <p>(1) 当社の電線路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。</p> <p>(2) 引込線取付点は、当社の電線路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。</p> <p>(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。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>
<p>58 地 中 引 込 線</p> <p>(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、当社の電線路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。</p> <p>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需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</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>(2) (1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は、当社の電線路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。</p> <p>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</p>	<p>5859 地 中 引 込 線</p> <p>(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、当社の電線路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。</p> <p>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需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</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>(2) (1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は、当社の電線路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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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</p> <p>ロ 建物の3階以下にある場所</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>なお、この場合の付帯設備は、次のものをいいます。</p> <p>イ 鉄管、暗きょ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。）</p> <p>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</p> <p>ハ その他イまたはロに準ずる設備</p> <p>(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。</p> <p>59 接続引込線等</p> <p>(1) 当社は、建物の密集場所等特別の事情がある場所では、接続引込線（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電線路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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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</p> <p>ロ 建物の3階以下にある場所</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>なお、この場合の付帯設備は、次のものをいいます。</p> <p>イ 鉄管、暗きょ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。）</p> <p>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</p> <p>ハ その他イまたはロに準ずる設備</p> <p>(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、6667（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)、(4)または6970（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。</p> <p>5960 接続引込線等</p> <p>(1) 当社は、建物の密集場所等特別の事情がある場所では、接続引込線（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電線路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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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あります。</p> <p>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接続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。</p> <p>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。</p> <p>60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>61 引込線の接続</p> <p>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接続は、当社が行ないます。</p> <p>なお、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（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。</p> <p>62 計量器等の取付け</p> <p>(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、変成器箱および変成器の2次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）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、次のとおりといたします。ただし、記録型等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。</p> <p>イ 接続供給電力量および最大需要電力等の計量に必要な計量器、その</p>	<p>(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あります。</p> <p>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接続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。</p> <p>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。</p> <p>6061 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>6162 引込線の接続</p> <p>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接続は、当社が行ないます。</p> <p>なお、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（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。</p> <p>6263 計量器等の取付け</p> <p>(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、変成器箱および変成器の2次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針場合の通信装置および通信回線等をいいます。）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、次のとおりといたします。ただし、記録型等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。</p> <p>イ 接続供給電力量および最大需要電力等の計量に必要な計量器、その</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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は、契約者の負担により、契約者で取り付けさせていただくことがあります。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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、あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。</p> <p>(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いたします。</p> <p>(4) 当社は、記録型等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いたします。</p> <p>(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する場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。</p> <p>(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、その付属装置および区分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。</p> <p>63 通信設備の施設</p> <p>(1) 給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は、契約者または発電契約者の負担により、契約者または発電契約者で施設していただきます。</p> <p>(2) 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。</p> <p>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</p>	<p>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は、契約者の負担により、契約者で取り付けさせていただくことがあります。</p> <p>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6768（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。</p> <p>(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。</p> <p>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、あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。</p> <p>(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いたします。</p> <p>(4) 当社は、記録型等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いたします。</p> <p>(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する場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。</p> <p>(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、その付属装置および区分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。</p> <p>6364 通信設備の施設</p> <p>(1) 給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は、契約者または発電契約者の負担により、契約者または発電契約者で施設していただきます。</p> <p>(2) 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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>支払いいたします。</p> <p>(3) 給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は、原則として当社の所有とし、当社で施設いたします。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。ただし、N－1電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。</p> <p>ロ 給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、発電者または需要者と当社との協議により定めます。</p> <p>なお、給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は、発電者または需要者から無償で提供していただきます。</p> <p>(4) 当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は、原則として発電場所内または需要場所内の地点とし、契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし、山間地、離島等の場合、その他特別の事情がある場合は、契約者または発電契約者と当社との協議により、発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。</p> <p>(5) (4)の接続点から当社側の通信設備は、原則として当社の所有とし、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。</p> <p>(6) 契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。</p>	<p>支払いいたします。</p> <p>(3) 給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は、原則として当社の所有とし、当社で施設いたします。この場合、当社は、6768（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。ただし、N－1電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。</p> <p>ロ 給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、発電者または需要者と当社との協議により定めます。</p> <p>なお、給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は、発電者または需要者から無償で提供していただきます。</p> <p>(4) 当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は、原則として発電場所内または需要場所内の地点とし、契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし、山間地、離島等の場合、その他特別の事情がある場合は、契約者または発電契約者と当社との協議により、発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。</p> <p>(5) (4)の接続点から当社側の通信設備は、原則として当社の所有とし、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。</p> <p>(6) 契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者または発電契約者から申し受けます。</p>
<p>64 専用供給設備</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>ロ 43（託送供給等にもなう協力）の場合</p> <p>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</p>	<p>6465 専用供給設備</p> <p>(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6667（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6970（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。</p> <p>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</p> <p>ロ 4344（託送供給等にもなう協力）の場合</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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見込ま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</p> <p>(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（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）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の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）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圧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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>65 電流制限器等の取付け</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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する場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者から申し受けます。</p>	<p>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見込ま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</p> <p>(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（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）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の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）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圧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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>6566 電流制限器等の取付け</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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する場合（一時的に取り外し、同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には、当社は、実費を契約者から申し受けます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p style="text-align: center;">VIII 工事費の負担</p> <p>66 受電地点への供給設備の工事費負担金</p> <p>(1) 受電側接続設備の工事費負担金</p> <p>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、別冊に定める標準設計基準による設計（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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>a 標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b 架空受電側接続設備によって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 その他標準設計をこえる設計で受電に必要な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。</p>	<p style="text-align: center;">VIII 工事費の負担</p> <p>667 受電地点への供給設備の工事費負担金</p> <p>(1) 受電側接続設備の工事費負担金</p> <p>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、別冊に定める標準設計基準による設計（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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>a 標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b 架空受電側接続設備によって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 その他標準設計をこえる設計で受電に必要な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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>(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</p> <p>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。</p> <p>(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</p> <p>a 当該供給設備の工事費のうち、発電等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 (以下「指針」といいます。) にもとづき算定した金額</p> <p>ただし、この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款 (以下「旧託送供給等約款」といいます。) 66 (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。</p> <p>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</p>	<p>(ロ) 6465 (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</p> <p>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、6465 (専用供給設備) ②によるものといたします。</p> <p>(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</p> <p>a 当該供給設備の工事費のうち、発電等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 (以下「指針」といいます。) にもとづき算定した金額</p> <p>ただし、この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款 (以下「旧託送供給等約款」といいます。) 66 (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。</p> <p>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</p>				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="344 813 824 871">新増加契約受電電力1キロワットにつき</td> <td data-bbox="824 813 1079 871">1,320円00銭</td> </tr> </table>	新増加契約受電電力1キロワットにつき	1,320円00銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1151 813 1630 871">新増加契約受電電力1キロワットにつき</td> <td data-bbox="1630 813 1886 871">1,320円00銭</td> </tr> </table>	新増加契約受電電力1キロワットにつき	1,320円00銭
新増加契約受電電力1キロワットにつき	1,320円00銭				
新増加契約受電電力1キロワットにつき	1,320円00銭				
<p>ロ 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。</p> <p>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。</p> <p>(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</p> <p>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 (通信設備の施設) によって実費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。</p> <p>ロ 43 (託送供給等にもなう協力) 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。</p>	<p>ロ 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。</p> <p>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、6465 (専用供給設備) ②によるものといたします。</p> <p>(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</p> <p>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、6462 (引込線の接続) , 6263 (計量器等の取付け) または6364 (通信設備の施設) によって実費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。</p> <p>ロ 4344 (託送供給等にもなう協力) 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。</p>				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、もしくは契約受電電力を増加される場合また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(4)、(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。</p> <p>(5) 工事費の算定</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(4) 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、諸経費、補償費、建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。</p> <p>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。</p> <p>また、算定にあたっては、次のとおりといたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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をいいます。）は、工事費に含まれません。ただし、架空電線路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まみます。</p> <p>(ニ) 架空電線路の経過地に建造物の構築、竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行わ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まみます。</p> <p>(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、工事費に含まれます。</p> <p>(ヘ) 建設分担関連費は、工事期間が12月以上を要し、かつ、工事費が50億円以上の場合に限り、工事費に含まれます。</p> <p>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。</p> <p>なお、(2)イ(4)の標準設計工事費をこえる金額は、実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。</p> <p>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</p>	<p>(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、もしくは契約受電電力を増加される場合また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(4)、(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。</p> <p>(5) 工事費の算定</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(4) 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、諸経費、補償費、建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。</p> <p>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。</p> <p>また、算定にあたっては、次のとおりといたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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をいいます。）は、工事費に含まれません。ただし、架空電線路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まみます。</p> <p>(ニ) 架空電線路の経過地に建造物の構築、竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行わ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まみます。</p> <p>(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、工事費に含まれます。</p> <p>(ヘ) 建設分担関連費は、工事期間が12月以上を要し、かつ、工事費が50億円以上の場合に限り、工事費に含まれます。</p> <p>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。</p> <p>なお、(2)イ(4)の標準設計工事費をこえる金額は、実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>(4) 鉄塔を利用して電気を受電する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ <p>(5) 管路等を利用して電気を受電する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ <p>ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、施設後3年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は、その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕、その他の場合はその設備の使用開始の日から3年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）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（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。</p> <p>ホ (2)イ(ハ)の場合、施設後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。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。</p> <p>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当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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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あん分した金額といたします。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>(4) 鉄塔を利用して電気を受電する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ <p>(5) 管路等を利用して電気を受電する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ <p>ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、施設後3年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は、その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕、その他の場合はその設備の使用開始の日から3年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）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（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。</p> <p>ホ (2)イ(ハ)の場合、施設後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。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。</p> <p>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当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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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あん分した金額といたします。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>67 受電用計量器等の工事費負担金</p> <p>(1) 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、その工事に要した費用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。</p> <p>(2) 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給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには、当社は、その工事に要した費用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。</p> <p>68 会社間連系設備の工事費負担金</p> <p>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。</p> <p>69 供給地点への供給設備の工事費負担金</p> <p>(1) 供給側接続設備の工事費負担金</p> <p>イ 低圧または高圧で供給する場合</p> <p>(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。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル、地中の場合は150メートルといたします。）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。</p>	<p>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。</p> <p>6768 受電用計量器等の工事費負担金</p> <p>(1) 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、その工事に要した費用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。</p> <p>(2) 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給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには、当社は、その工事に要した費用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。</p> <p>6869 会社間連系設備の工事費負担金</p> <p>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。</p> <p>6970 供給地点への供給設備の工事費負担金</p> <p>(1) 供給側接続設備の工事費負担金</p> <p>イ 低圧または高圧で供給する場合</p> <p>(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。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル、地中の場合は150メートルといたします。）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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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	27,170円00銭

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	27,170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。

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。

(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。

a 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。

a 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え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。

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え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。

(イ) 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。

(イ) 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。

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。

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。

$$\begin{aligned} \text{架空供給側接続設備の超過こう長} &= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \\ &\times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{架空供給側接続設備の超過こう長} &= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \\ &\times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}} \end{aligned}$$

ロ 特別高圧で供給する場合

ロ 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

(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

現 行 (2023年12月27日実施)

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 増 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 20,000ボルトで 供給する場合	5 5 0 円 0 0 銭
	標準電圧 60,000ボルトで 供給する場合	1 7 6 円 0 0 銭
	標準電圧 100,000ボルトで 供給する場合	1 1 0 円 0 0 銭

なお、標準電圧20,000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には、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。

また、標準電圧20,000ボルト、60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は、その工事に要した費用の全額といたします。

(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 増 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 20,000ボルトで 供給する場合	6 7 1 円 0 0 銭
	標準電圧 60,000ボルトで 供給する場合	5 3 9 円 0 0 銭
	標準電圧 100,000ボルトで 供給する場合	3 3 0 円 0 0 銭

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。

また、標準電圧20,000ボルト、60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は、その工事に要した費用の全額といたします。

(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、次の算式によって算定いたします。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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 増 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 20,000ボルトで 供給する場合	5 5 0 円 0 0 銭
	標準電圧 60,000ボルトで 供給する場合	1 7 6 円 0 0 銭
	標準電圧 100,000ボルトで 供給する場合	1 1 0 円 0 0 銭

なお、標準電圧20,000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には、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。

また、標準電圧20,000ボルト、60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は、その工事に要した費用の全額といたします。

(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 増 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 20,000ボルトで 供給する場合	6 7 1 円 0 0 銭
	標準電圧 60,000ボルトで 供給する場合	5 3 9 円 0 0 銭
	標準電圧 100,000ボルトで 供給する場合	3 3 0 円 0 0 銭

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。

また、標準電圧20,000ボルト、60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は、その工事に要した費用の全額といたします。

(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、次の算式によって算定いたします。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>なお、スポットネットワーク方式とは、当社が技術上、経済上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。</p> $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$ <p>この場合、工事費相当額は、次のとおりといたします。 (b)の工事費単価×{100^{パーセント}+20^{パーセント}×(利用回線数-1)}</p> <p>b 当 社 負 担 額</p> <table border="1" data-bbox="347 518 1079 577"> <tr> <td>新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>5,500円00銭</td> </tr> </table> <p>(d) 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、施設後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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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 (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。</p> <p>(ロ) 供給地点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。</p> <p>(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。</p>	新増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	<p>なお、スポットネットワーク方式とは、当社が技術上、経済上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。</p> $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$ <p>この場合、工事費相当額は、次のとおりといたします。 (b)の工事費単価×{100^{パーセント}+20^{パーセント}×(利用回線数-1)}</p> <p>b 当 社 負 担 額</p> <table border="1" data-bbox="1153 518 1886 577"> <tr> <td>新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td> <td>5,500円00銭</td> </tr> </table> <p>(d) 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、施設後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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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 (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。</p> <p>(ロ) 供給地点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。</p> <p>(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。</p>	新増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
新増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				
新増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				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 契 約 電 力 (ハ) 契 約 電 流 (ニ) 契 約 容 量</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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、補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて値を定める場合を含みます。）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。</p> <p>(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金</p> <p>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場合を除きます。）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。</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>a 標準設計をこえる電線または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供給側接続設備により供給する場合 c その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合</p> <p>また、この場合も(イ)の工事費負担金を申し受けます。</p>	<p>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。</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 契 約 電 力 (ハ) 契 約 電 流 (ニ) 契 約 容 量</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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、補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて値を定める場合を含みます。）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。</p> <p>(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金</p> <p>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場合を除きます。）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。</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>a 標準設計をこえる電線または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供給側接続設備により供給する場合 c その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合</p> <p>また、この場合も(イ)の工事費負担金を申し受けます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>ロ 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。</p> <p>(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（通信設備の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費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。</p> <p>ロ 43（託送供給等にもなう協力）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。</p> <p>(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</p>	<p>(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</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>(ハ) 6465（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、6465（専用供給設備）(2)によるものといたします。</p> <p>ロ 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、6465（専用供給設備）(2)によるものといたします。</p> <p>(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、6462（引込線の接続）、6263（計量器等の取付け）、6364（通信設備の施設）または6566（電流制限器等の取付け）によって実費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。</p> <p>ロ 4344（託送供給等にもなう協力）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。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>場合を除き、標準設計工事費といたします。</p> <p>(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、諸経費、補償費、建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。</p> <p>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。</p> <p>また、算定にあたっては、次のとおりといたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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をいいます。）は、工事費に含みません。ただし、架空電線路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。</p> <p>(ニ) 架空電線路の経過地に建造物の構築、竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行わ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。</p> <p>(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。</p> <p>(ヘ) 建設分担関連費は、工事期間が12月以上を要し、かつ、工事費が50億円以上の場合に限り、工事費に含みます。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>なお、(2)イ(イ)の標準設計工事費をこえる金額は、実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。</p> <p>ハ (2)イ(イ)または(ロ)アの場合で、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または(1)ロ(イ)アに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当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)または(1)ロ(イ)ア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。</p> <p>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</p>	<p>場合を除き、標準設計工事費といたします。</p> <p>(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、諸経費、補償費、建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。</p> <p>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。</p> <p>また、算定にあたっては、次のとおりといたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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をいいます。）は、工事費に含みません。ただし、架空電線路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。</p> <p>(ニ) 架空電線路の経過地に建造物の構築、竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行わ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。</p> <p>(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。</p> <p>(ヘ) 建設分担関連費は、工事期間が12月以上を要し、かつ、工事費が50億円以上の場合に限り、工事費に含みます。</p> <p>(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、7273（臨時工事費）に準じて算定いたします。</p> <p>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。</p> <p>なお、(2)イ(イ)の標準設計工事費をこえる金額は、実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。</p> <p>ハ (2)イ(イ)または(ロ)アの場合で、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または(1)ロ(イ)アに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当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)または(1)ロ(イ)ア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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ <p>(ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ <p>ホ 当社が特別高圧で供給する電気について、施設後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。</p> <p>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。</p> <p>ヘ (2)ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。</p> <p>(イ) 高圧で供給する場合</p> <p>(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当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工事費を算定いたします。</p> <p>(ロ) 特別高圧で供給する場合</p> <p>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 によって算定いたします。</p> <p>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同一支持物に同時に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。</p> <p>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当と認められるとき (ハおよびヘの場合を除きます。) は、イおよびロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。</p> <p>(5) 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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>(イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ <p>(ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合</p> $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ <p>ホ 当社が特別高圧で供給する電気について、施設後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。</p> <p>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。</p> <p>ヘ (2)ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。</p> <p>(イ) 高圧で供給する場合</p> <p>(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当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工事費を算定いたします。</p> <p>(ロ) 特別高圧で供給する場合</p> <p>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 によって算定いたします。</p> <p>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同一支持物に同時に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。</p> <p>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当と認められるとき (ハおよびヘの場合を除きます。) は、イおよびロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。</p> <p>(5) 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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1 日実施予定)
<p>70 工事費負担金の申受けおよび精算</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>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)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額または69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(イ) aに定める工事費単価および69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ロ)にもとづいて算定する場合は、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。</p> <p>(イ) 低圧または高圧で受電または供給する場合</p> <p>a 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</p> <p>b 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。）</p> <p>c 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</p> <p>(ロ) 特別高圧で受電または供給する場合</p> <p>原則としてすべての場合</p> <p>(3) 当社は、工事費負担金を申し受けて施設し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あります。</p> <p>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施設後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施設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</p>	<p>7071 工事費負担金の申受けおよび精算</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>イ 6970（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。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>ロ 6667（受電地点への供給設備の工事費負担金）、6768（受電用計量器等の工事費負担金）、6869（会社間連系設備の工事費負担金）、6970（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（6970〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額または6970〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(イ) aに定める工事費単価および6970〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ロ)にもとづいて算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および6970（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。</p> <p>(イ) 低圧または高圧で受電または供給する場合</p> <p>a 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</p> <p>b 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。）</p> <p>c 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</p> <p>(ロ) 特別高圧で受電または供給する場合</p> <p>原則としてすべての場合</p> <p>(3) 当社は、工事費負担金を申し受けて施設し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あります。</p> <p>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施設後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施設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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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あります。</p> <p>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施設後3年以内に行なわれる場合で、その供給設備を施設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。</p> <p>(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あります。</p> <p>なお、その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を施設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。</p> <p>(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。</p> <p>また、工事費負担金契約書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。</p>	<p>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。</p> <p>(4) 当社は、6667 (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あります。</p> <p>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施設後3年以内に行なわれる場合で、その供給設備を施設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。</p> <p>(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あります。</p> <p>なお、その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を施設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。</p> <p>(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6970 (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。</p> <p>また、工事費負担金契約書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。</p>
<p>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</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>7472 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</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>監督、調達した資材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。</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、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、調達した資材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。</p>	<p>監督、調達した資材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。</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、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、調達した資材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。</p>
<p>72 臨時工事費</p> <p>(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 (諸掛りを含みます。) 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>7273 臨時工事費</p> <p>(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 (諸掛りを含みます。) 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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 臨時工事費を申し受ける場合は、6970 (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。</p> <p>(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。</p> <p>(4) 臨時工事費の精算は、7071 (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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>73 工事費負担金契約書の作成</p> <p>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、工事費負担金に関する必要な事項について、工事費負担金契約書を作成いたします。</p> <p>なお、工事費負担金契約の締結は、工事着手前に行ないます。</p>	<p>7374 工事費負担金契約書の作成</p> <p>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、工事費負担金に関する必要な事項について、工事費負担金契約書を作成いたします。</p> <p>なお、工事費負担金契約の締結は、工事着手前に行ないます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">IX 保 安</p> <p>74 保安の責任</p> <p>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。</p> <p>75 保安等に対する発電者および需要者の協力</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>(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（発電設備等を含みます。）の設置、変更または修繕工事をされる場合は、あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また、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、すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において、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。</p> <p>(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立ち、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。</p> <p>76 調 査</p> <p>(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。</p> <p>なお、需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。</p>	<p style="text-align: center;">IX 保 安</p> <p>7475 保安の責任</p> <p>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。</p> <p>7576 保安等に対する発電者および需要者の協力</p> <p>(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。</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>(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（発電設備等を含みます。）の設置、変更または修繕工事をされる場合は、あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また、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、すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において、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。</p> <p>(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立ち、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。</p> <p>7677 調 査</p> <p>(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。</p> <p>なお、需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>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等により、原則として調査時に行ないます。</p> <p>77 調査等の委託</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>78 調査に対する需要者の協力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>79 検査または工事の受託</p> <p>(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。</p> <p>(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、無料とすることがあります。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>(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。</p> <p>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</p> <p>(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。</p> <p>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等により、原則として調査時に行ないます。</p> <p>7778 調査等の委託</p> <p>(1) 当社は、7677（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。</p> <p>(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。</p> <p>7879 調査に対する需要者の協力</p> <p>(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。</p> <p>(2) 当社は、7677（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。</p> <p>7980 検査または工事の受託</p> <p>(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。</p> <p>(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、無料とすることがあります。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>80 自家用電気工作物</p> <p>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。</p> <p>(1) 76 (調 査)</p> <p>(2) 77 (調査等の委託)</p> <p>(3) 78 (調査に対する需要者の協力)</p> <p>(4) 79 (検査または工事の受託)</p>	<p>8081 自家用電気工作物</p> <p>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。</p> <p>(1) 7677 (調 査)</p> <p>(2) 7778 (調査等の委託)</p> <p>(3) 7879 (調査に対する需要者の協力)</p> <p>(4) 7980 (検査または工事の受託)</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">附 則</p> <p>1 実 施 期 日 この約款は、2023年12月27日から実施いたします。</p> <p>2 受電電圧および供給電圧についての特別措置 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、本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合、料金その他の供給条件は、高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものいたします。</p> <p>3 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、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可能であること。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</p>	<p style="text-align: center;">附 則</p> <p>1 実 施 期 日 この約款は、20232024年12 4月27 1日から実施いたします。</p> <p>2 受電電圧および供給電圧についての特別措置 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、本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合、料金その他の供給条件は、高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものいたします。</p> <p>3 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、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可能であること。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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>れた順序または手続き等にしたが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。</p> <p>(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①c、②c、③c、④c、⑤c、⑥c、⑦c、⑧c、⑨c、⑩c、⑪c、⑫c、⑬c、⑭c、⑮c、⑯c、⑰c、⑱c、⑲cもしくは⑳cまたは20（臨時接続送電サービス）③イ①c、②c、③c、④cもしくは⑤c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①または②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。</p> <p>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。</p> <p>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 ① 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。</p> <p style="padding-left: 40px;">接続供給課金対象電力 ＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等</p> <p>② 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。</p> <p style="padding-left: 40px;">接続供給課金対象電力量 ＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量</p> <p>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、揚水等損失率等にもとづき、あらか</p>	<p>れた順序または手続き等にしたが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。</p> <p>(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①c、②c、③c、④c、⑤c、⑥c、⑦c、⑧c、⑨c、⑩c、⑪c、⑫c、⑬c、⑭c、⑮c、⑯c、⑰c、⑱c、⑲cもしくは⑳cまたは20（臨時接続送電サービス）③イ①c、②c、③c、④cもしくは⑤c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①または②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。</p> <p>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。</p> <p>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 ① 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。</p> <p style="padding-left: 40px;">接続供給課金対象電力 ＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等</p> <p>② 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。</p> <p style="padding-left: 40px;">接続供給課金対象電力量 ＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量</p> <p>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、揚水等損失率等にもとづき、あらか</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>はじめ契約者と当社との協議によって定めます。</p> <p>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相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。</p> <p>ハ そ の 他</p> <p>(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。</p> <p>(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 にかかわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。</p> <p>(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 にかかわらず、動力臨時接続送電サービスを適用いたします。</p> <p>(3) 電力および電力量の算定</p> <p>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) (㉒), (㉓)および(㉔)にかかわらず、次のとおりといたします。</p> <p>イ 接続対象計画電力量</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 接続対象計画差対応補給電力量</p> <p>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</p>	<p>はじめ契約者と当社との協議によって定めます。</p> <p>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相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。</p> <p>ハ そ の 他</p> <p>(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。</p> <p>(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 にかかわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。</p> <p>(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 にかかわらず、動力臨時接続送電サービスを適用いたします。</p> <p>(3) 電力および電力量の算定</p> <p>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、3031 (電力および電力量の算定) (㉒), (㉓)および(㉔)にかかわらず、次のとおりといたします。</p> <p>イ 接続対象計画電力量</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ロ 接続対象計画差対応補給電力量</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量</p> <p>(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、(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、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。</p> <p>(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6（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、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、</p>	<p>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、3031（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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量</p> <p>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、3031（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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量</p> <p>(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、6263（計量器等の取付け）によるものといたします。また、(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、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。</p> <p>(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、2930（計量）および附則6（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、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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損失補正率によって修正したものといたします。</p> <p>4 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）</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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と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）(2)に準じて契約を変更していただくことがあります。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>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損失補正率によって修正したものといたします。</p> <p>4 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）</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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と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、5051（契約の変更）(2)に準じて契約を変更していただくことがあります。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>イ 8 (契約の要件) ②イは、適用いたしません。</p> <p>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。</p> <p>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) にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。</p> <p>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) にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。</p> <p>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。</p> <p>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) にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。</p> <p>なお、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) にもとづき、30分ごとに</p>	<p>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。</p> <p>イ 8 (契約の要件) ②イは、適用いたしません。</p> <p>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。</p> <p>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、2223 (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) にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。</p> <p>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、2223 (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) にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。</p> <p>この場合、2223 (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2223 (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2223 (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。</p> <p>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、2526 (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) にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。</p> <p>なお、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、2526 (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) にもとづき、30分ごとに</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>算定される金額といたします。ただし、38（給電指令の実施等）②ホの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、38（給電指令の実施等）⑤により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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。</p> <p>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nsingグループに係る補給およびその他の発電バラnsing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。</p> <p>ホ インバランスリスク料は、特例発電バラnsing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nsing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。</p> <p>へ 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。</p> <p>(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）</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>に算定される金額といたします。ただし、3839（給電指令の実施等）②ホの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、3839（給電指令の実施等）⑤により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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。</p> <p>この場合、2526（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nsingグループに係る補給およびその他の発電バラnsingグループに係る補給について、それぞれ2526（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。</p> <p>ホ インバランスリスク料は、特例発電バラnsing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nsing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。</p> <p>へ 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。</p> <p>(イ) 2829（料金の算定期間） (ロ) 3233（料金の算定） (ハ) 3334（支払義務の発生および支払期日） (ニ) 3435（料金その他の支払方法） (ホ) 3536（保証金） (ヘ) 4748（違約金） (ト) 5455（解約等）</p> <p>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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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な事項に関する文書を当社に提出していただきます。</p> <p>チ ローカル系統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し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。</p> <p>リ 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。</p> <p>ヌ リで定めた計画を変更する必要がある場合には、すみやかに当社に通知していただきます。</p> <p>ル 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。</p> <p>(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スグループ ((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いたします。</p> <p>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。</p> <p>ロ インバランスリスク料は、特例発電バランスグループにおける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。</p> <p>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。</p> <p>(イ) 28 (料金の算定期間)</p> <p>(ロ) 32 (料金の算定)</p> <p>(ハ) 33 (支払義務の発生および支払期日)</p> <p>(ニ) 34 (料金その他の支払方法)</p> <p>(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。)</p>	<p>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な事項に関する文書を当社に提出していただきます。</p> <p>チ ローカル系統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し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。</p> <p>リ 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。</p> <p>ヌ リで定めた計画を変更する必要がある場合には、すみやかに当社に通知していただきます。</p> <p>ル 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。</p> <p>(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スグループ ((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いたします。</p> <p>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。</p> <p>ロ インバランスリスク料は、特例発電バランスグループにおける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。</p> <p>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。</p> <p>(イ) 2829 (料金の算定期間)</p> <p>(ロ) 3233 (料金の算定)</p> <p>(ハ) 3334 (支払義務の発生および支払期日)</p> <p>(ニ) 3435 (料金その他の支払方法)</p> <p>(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。)</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>イ 適 用</p> <p>次のいずれかに該当する場合に適用いたします。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>ロ 供給および契約の単位</p> <p>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います。この場合、当該発電場所に係る発電バラシンググループは、計量区分ごとに発電バラシンググループを設定していただきます。</p> <p>ハ 計 量</p> <p>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等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等計量器により、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等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等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。</p> <p>ニ 37 (託送供給等の実施) (3)ホは、適用いたしません。</p> <p>ホ イの適用を廃止しようとす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いません。</p> <p>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。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>イ 適 用</p> <p>次のいずれかに該当する場合に適用いたします。</p> <p>(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</p> <p>(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</p> <p>ロ 供給および契約の単位</p> <p>当社は、15 (供給および契約の単位) (1)にかかわらず、1 発電場所につきついて1 系統連系受電サービスを適用 (当社が特定契約を締結している場合 [発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。] を除きます。) し、1 電気方式、1 引込、2 計量をもって発電量調整供給を行いません。この場合、当該発電場所に係る発電バラシンググループは、計量区分ごとに発電バラシンググループを設定していただきます。</p> <p>ハ 計 量</p> <p>当社は、292930 (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等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等計量器により、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等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等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、303031 (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。</p> <p>ニ 373738 (託送供給等の実施) (3)ホは、適用いたしません。</p> <p>ホ イの適用を廃止しようとす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いません。</p> <p>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。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)						
<p>発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 特例発電バランス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（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得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。</p> <p>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ス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ホ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。</p> <p>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。</p> <p>ニ 特例発電バランスグループと同一計量する発電バランス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スグループに係る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。</p> <p>(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。</p> <p>5 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</p>	<p>発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 特例発電バランス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（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得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。</p> <p>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ス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、3738（託送供給等の実施）③ホ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。</p> <p>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。</p> <p>ニ 特例発電バランスグループと同一計量する発電バランス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スグループに係る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。</p> <p>(9) その他の事項については、発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。</p> <p>5 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等離島についての特別措置</p> <p>(1) 系統連系受電サービス料金</p> <p>イ 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。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は、22（系統連系受電サービス）③イにかかわらず、次のとおりといたします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 1098 1888 1214"> <tbody> <tr> <td data-bbox="1153 1098 1424 1161">系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</td> <td data-bbox="1424 1098 1686 1161">ロ(イ)に定める離島</td> <td data-bbox="1686 1098 1888 1161">79円57銭</td> </tr> <tr> <td></td> <td data-bbox="1424 1161 1686 1214">ロ(ロ)に定める離島</td> <td data-bbox="1686 1161 1888 1214">79円53銭</td> </tr> </tbody> </table> <p>ロ 離 島</p> <p>(イ) 特別高圧系統のある離島 対馬島、海栗島、泊島、赤島、沖ノ島、島山島、老岐島、若宮島、原島、長島、大島、種子島、奄美大島、加計呂麻島、与路島、請島、馬毛島</p> <p>(ロ) 特別高圧系統のない離島 小呂島、上甕島、中甕島、下甕島、竹島、硫黄島、黒島、</p>	系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	ロ(イ)に定める離島	79円57銭		ロ(ロ)に定める離島	79円53銭
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	ロ(イ)に定める離島	79円57銭					
	ロ(ロ)に定める離島	79円53銭					

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)								
<p>(1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等</p> <p>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。</p> <table border="1" data-bbox="347 555 1079 614"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>45円62銭</td> </tr> </table> <p>ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源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係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものとしたします。</p> <p>(2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等</p> <p>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。</p> <table border="1" data-bbox="347 1002 1079 1061"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>17円79銭</td> </tr> </table> <p>6 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</p> <p>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パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。</p>	1 キロワット時につき	45円62銭	1 キロワット時につき	17円79銭	<p>口之島、中之島、平島、諏訪之瀬島、悪石島、小宝島、宝島、屋久島、口永良部島、喜界島、徳之島、沖永良部島、与論島</p> <p>(4)(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等</p> <p>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、2223（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ^ハ、2324（接続対象計画差対応電力）(2)イ^ハ、2425（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ^ハ、2526（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。</p> <table border="1" data-bbox="1153 555 1886 614"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>45円62銭 45円60銭</td> </tr> </table> <p>ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源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係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものとしたします。</p> <p>(2)(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等</p> <p>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、2223（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ^ハ、2324（接続対象計画差対応電力）(2)ロ^ハまたは2425（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。</p> <table border="1" data-bbox="1153 1002 1886 1061"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td> <td>17円79銭</td> </tr> </table> <p>6 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</p> <p>発電量調整受電電力量、接続供給電力量、最大連系電力等および最大需要電力等は、2930（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、最大連系電力等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、最大連系電力等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パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。</p>	1 キロワット時につき	45円62銭 45円60銭	1 キロワット時につき	17円79銭
1 キロワット時につき	45円62銭								
1 キロワット時につき	17円79銭								
1 キロワット時につき	45円62銭 45円60銭								
1 キロワット時につき	17円79銭								

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>7 記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置</p> <p>(1) 低圧で供給する場合で、30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については、次のとおりといたします。</p> <p>イ 移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その1月のうち記録型等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。</p> <p>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、料金の変更が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。</p> <p>この場合、移行期間における料金の変更が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。</p> <p>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あります。</p> <p>(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等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電</p>	<p>7 記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置</p> <p>(1) 低圧で供給する場合で、30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については、次のとおりといたします。</p> <p>イ 移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その1月のうち記録型等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。</p> <p>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、料金の変更が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。</p> <p>この場合、移行期間における料金の変更が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。</p> <p>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あります。</p> <p>(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等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>8 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</p> <p>(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）⁽⁸⁾イおよび⁽⁹⁾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。</p> <p>(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。</p> <p>9 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）</p> <p>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）⁽²⁾にかかわらず、発電契約者のお求めに応じ、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。</p> <p>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。</p> <p>10 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）</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>なお、高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は、原則として、発電量調整受電電力の最大値といたします。</p> <p>8 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</p> <p>(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、3031（電力および電力量の算定）⁽⁸⁾イおよび⁽⁹⁾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、3031（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。</p> <p>(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グループごとに定めます。この場合、3031（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。</p> <p>9 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）</p> <p>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、3839（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とされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、4849（損害賠償の免責）⁽²⁾にかかわらず、発電契約者のお求めに応じ、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。</p> <p>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。</p> <p>10 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）</p> <p>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、6667（受電地点への供給</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>11 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)</p> <p>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。</p> <p>12 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>イ 適用範囲</p> <p>契約者が次の時間帯に、19 (接続送電サービス) (2)二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。</p> <p>(イ) 軽負荷期 (毎年4月1日から5月31日までおよび10月1日から11月30日までの期間をいいます。) における毎日午前8時から午後4時までの時間</p> <p>(ロ) その他期 (軽負荷期以外の期間をいいます。) 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、1月2日、1月3日、12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの時間</p> <p>(ハ) 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。)</p> <p>ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出</p> <p>(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。</p>	<p>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。</p> <p>11 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)</p> <p>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、7172 (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。</p> <p>12 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置</p> <p>(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</p> <p>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。</p> <p>イ 適用範囲</p> <p>契約者が次の時間帯に、19 (接続送電サービス) (2)二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。</p> <p>(イ) 軽負荷期 (毎年4月1日から5月31日までおよび10月1日から11月30日までの期間をいいます。) における毎日午前8時から午後4時までの時間</p> <p>(ロ) その他期 (軽負荷期以外の期間をいいます。) 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、1月2日、1月3日、12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの時間</p> <p>(ハ) 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。)</p> <p>ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出</p> <p>(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係る事項 (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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>(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。</p> <p>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)によって定めた値といたします。</p> <p>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月の最大需要電力等は、その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給の供給分につき、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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、需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間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、土曜日、軽負荷期における平日の昼間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)</p>	<p>(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。</p> <p>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)によって定めた値といたします。</p> <p>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月の最大需要電力等は、その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給の供給分につき、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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、需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間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、土曜日、軽負荷期における平日の昼間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)</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(ロ) ピークシフト電力</p> <p>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。</p> <p>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相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。</p> <p>(イ) 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は、本取扱いの適用をただちに解消いたします。</p> <p>なお、それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後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。</p> <p>(ロ) 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。</p> <p>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。</p> <p>(イ) ピークシフト割引額</p> <p>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。</p> <p>(ロ) ピークシフト電力</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>(ロ) ピークシフト電力</p> <p>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。</p> <p>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相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。</p> <p>(イ) 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は、本取扱いの適用をただちに解消いたします。</p> <p>なお、それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後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。</p> <p>(ロ) 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。</p> <p>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。</p> <p>(イ) ピークシフト割引額</p> <p>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。</p> <p>(ロ) ピークシフト電力</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>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相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。</p> <p>(ア) 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は、本取扱いの適用をただちに解消いたします。</p> <p>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。</p> <p>ハ 附則3(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3(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④またはロ④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。</p> <p>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相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。</p> <p>13 再エネ海域利用法に係る特別措置</p> <p>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。</p> <p>14 給電指令時補給電力料金に係る特別措置</p> <p>38(給電指令の実施等)②への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年1月31日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が2023年3月31日までに受け付けたノンファーム電源(ローカル系統の増強</p>	<p>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。</p> <p>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相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。</p> <p>(ア) 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は、本取扱いの適用をただちに解消いたします。</p> <p>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。</p> <p>ハ 附則3(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3(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④またはロ④ もしくはイ④またはロ④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。</p> <p>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相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。</p> <p>13 再エネ海域利用法に係る特別措置</p> <p>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。</p> <p>14 給電指令時補給電力料金に係る特別措置</p> <p>3839(給電指令の実施等)②への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年1月31日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が2023年3月31日までに受け付けたノンファーム電源(ローカル系統の増</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1 日実施予定)
<p>に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限りません。以下「みなしファーム電源」といいます。) に対して出力の抑制を実施したときは、25 (給電指令時補給電力) (2)ニ、30 (電力および電力量の算定) (8)ロおよび(9)ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。</p> <p>15 バランシンググループの設定に係る特別措置</p> <p>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は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。</p> <p>(1) 代表契約者の選任</p> <p>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、次のとおりとさせていただきます。</p> <p>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せん。ただし、当社は、</p>	<p>強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限りません。以下「みなしファーム電源」といいます。) に対して出力の抑制を実施したときは、2526 (給電指令時補給電力) (2)ニ、3031 (電力および電力量の算定) (8)ロおよび(9)ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。</p> <p>15 バランシンググループの設定に係る特別措置</p> <p>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は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。</p> <p>(1) 代表契約者の選任</p> <p>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、次のとおりとさせていただきます。</p> <p>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せん。ただし、当社は、</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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需要バランス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。</p> <p>(2) 契約の要件</p> <p>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。</p> <p>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こと。</p> <p>(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。)</p> <p>(ロ) 需要抑制の実施頻度および時期</p> <p>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。</p> <p>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こと。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 供給および契約の単位</p> <p>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グループと同一の需要バランスグループを設定していただきます。</p> <p>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グループと同一の発電バランスグループを設定していただきます。</p> <p>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グループと同一の需要抑制バランスグループを設定していた</p>	<p>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。</p> <p>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需要バランス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。</p> <p>(2) 契約の要件</p> <p>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(4)イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。</p> <p>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こと。</p> <p>(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。)</p> <p>(ロ) 需要抑制の実施頻度および時期</p> <p>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。</p> <p>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こと。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 供給および契約の単位</p> <p>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グループと同一の需要バランスグループを設定していただきます。</p> <p>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グループと同一の発電バランスグループを設定していただきます。</p> <p>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グループと同一の需要抑制バランスグループを設定していた</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1 日実施予定)
<p>できます。</p> <p>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〕(4)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。</p> <p>(4) 料 金</p> <p>イ 発電量調整受電計画差対応電力</p> <p>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。</p> <p>(i) 適 用</p> <p>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等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。</p> <p>(ii) 発電量調整受電計画差対応電力</p> <p>a 発電量調整受電計画差対応補給電力</p> <p>(a) 適 用 範 囲</p> <p>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。</p> <p>(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金</p> <p>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。</p> <p>(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価</p> <p>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。</p>	<p>できます。</p> <p>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（3031〔電力および電力量の算定〕(4)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。</p> <p>(4) 料 金</p> <p>イ 発電量調整受電計画差対応電力</p> <p>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、2223（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。</p> <p>(i) 適 用</p> <p>発電バランスンググループにおいて、3839（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは(6)もしくはまた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等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。</p> <p>(ii) 発電量調整受電計画差対応電力</p> <p>a 発電量調整受電計画差対応補給電力</p> <p>(a) 適 用 範 囲</p> <p>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。</p> <p>(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金</p> <p>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。</p> <p>(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>b 発電量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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等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。</p> <p>(d) 接続対象計画差対応電力</p> <p>a 接続対象計画差対応補給電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>b 発電量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>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、2324（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。</p> <p>(イ) 適用 3839（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等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。</p> <p>(d) 接続対象計画差対応電力</p> <p>a 接続対象計画差対応補給電力</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>b 接続対象計画差対応余剰電力</p> <p>(a) 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金</p> <p>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。</p> <p>(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>需要抑制バランシンググループにおいて、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。</p> <p>(イ) 適用</p> <p>需要抑制バランシンググループに適用いたします。</p> <p>(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力</p> <p>(a) 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金</p> <p>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。</p> <p>(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(a) 適用範囲</p>	<p>b 接続対象計画差対応余剰電力</p> <p>(a) 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金</p> <p>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。</p> <p>(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、2425（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。</p> <p>(イ) 適用</p> <p>需要抑制バランシンググループに適用いたします。</p> <p>(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力</p> <p>a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力</p> <p>(a) 適用範囲</p> <p>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。</p> <p>(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金</p> <p>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。</p> <p>(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価</p> <p>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。</p> <p>b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力</p> <p>(a) 適用範囲</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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量について、当社が購入する電気に適用いたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>ニ 給電指令時補給電力 発電バラnsingグループまたは需要バラnsing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。</p> <p>(i) 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等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。</p> <p>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。</p> <p>c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)又により30分ごとに算定された値といたします。</p> <p>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。</p> <p>(ii) 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等を実施することにより補給される</p>	<p>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量について、当社が購入する電気に適用いたします。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>ニ 給電指令時補給電力 発電バラnsingグループまたは需要バラnsingグループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、2526（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。</p> <p>(i) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a 適用範囲 3839（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等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。</p> <p>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。</p> <p>c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)又により30分ごとに算定された値といたします。</p> <p>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。</p> <p>(ii) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a 適用範囲 3839（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは(6)もしくはまた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等を実施すること</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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スグループに適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。</p> <p>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、38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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。また、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もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）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。</p> <p>(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</p>	<p>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スグループに適用いたします。</p> <p>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。</p> <p>c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。</p> <p>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、3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、3839（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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。また、当社またはもしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはまたはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社またはもしく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。</p> <p>(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、3031（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、3031（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・</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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)⑭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。</p> <p>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)⑭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。</p> <p>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。</p> <p>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)⑮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。</p> <p>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)⑯にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行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</p>	<p>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。</p> <p>ハ 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、3031(電力および電力量の算定)⑭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。</p> <p>ニ 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は、3031(電力および電力量の算定)⑭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。</p> <p>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、3031(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。</p> <p>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、3031(電力および電力量の算定)⑮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。</p> <p>ト ベースライン ベースラインは、3031(電力および電力量の算定)⑯にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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したします。</p> <p>チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量</p> <p>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) (8)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値とし、発電バランスグループごとに算定いたします。</p> <p>(イ) 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いたします。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>(ロ) 次の場合で、当社または配電事業者が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ス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。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>a 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出力の抑制を実施した場合</p> <p>b 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。) を実施したとき。</p> <p>c 38 (給電指令の実施等) (2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等 (配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。) に対して出力の抑制を実施したとき。</p> <p>d 38 (給電指令の実施等) (2)ヘの場合で、ファーム電源 (配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。) に対して出力の</p>	<p>(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したします。</p> <p>チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量</p> <p>発電量調整受電計画差対応補給電力量は、3031 (電力および電力量の算定) (8)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値とし、発電バランスグループごとに算定いたします。</p> <p>(イ) 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いたします。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>(ロ) 次の場合で、当社または配電事業者が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ス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。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>a 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出力の抑制を実施した場合</p> <p>b 3839 (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。) を実施したとき。</p> <p>c 3839 (給電指令の実施等) (2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等 (配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。) に対して出力の抑制を実施したとき。</p> <p>d 3839 (給電指令の実施等) (2)ヘの場合で、ファーム電源 (配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。) に対して出力の</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>抑制を実施したとき。</p> <p>(ア) 次の場合で、当社または配電事業者が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は、30分ごとに、次により算定された値といたします。</p> <p>a 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量</p>	<p>の抑制を実施したとき。</p> <p>(ア) 次の場合で、当社または配電事業者が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は、30分ごとに、次により算定された値といたします。</p> <p>a 当社または配電事業者が3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">一発電量調整受電電力量</p> <p>b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p style="text-align: center;">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 －38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量</p> <p style="text-align: center;">一発電量調整受電電力量</p> <p>c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、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</p>	<p style="text-align: center;">量</p> <p style="text-align: center;">一発電量調整受電電力量</p> <p>b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、383839（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および383839（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、383839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>383839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、383839（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、383839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>383839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、383839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、383839（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p style="text-align: center;">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 －383839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量</p> <p style="text-align: center;">一発電量調整受電電力量</p> <p>c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>締結する設備に対して、38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量</p> <p>d 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した</p>	<p>締結する設備に対して、3839（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および3839（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、3839（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 - 3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 - 発電量調整受電電力量</p> <p>d 当社または配電事業者が3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および3839（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施し</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 －38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量</p> <p>e 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>発電量調整受電計画差対応補給電力量</p>	<p>場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> <p>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 －3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量</p> <p>e 当社または配電事業者が3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および3839（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合</p> <p>(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>発電量調整受電計画差対応補給電力量</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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 －38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量</p> <p>－発電量調整受電電力量</p> <p>(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合</p> <p>38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)イ，</p>	<p>＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量</p> <p>(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値とし、3839（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、零といたします。</p> <p>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 －3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量</p> <p>－発電量調整受電電力量</p> <p>(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合</p> <p>3839（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、3839（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合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は、3839（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、3839（給電指令の実施</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> $\begin{aligned} & \text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} \\ & = \text{発電量調整受電計画電力量} \\ & \quad - 38 \text{ (給電指令の実施等) (2)ホによる出力抑制対象電力量} \\ & \\ & \quad - 38 \text{ (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量} \\ & \\ & \quad - \text{発電量調整受電電力量} \end{aligned}$ <p>リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p>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）(9)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、当社もしく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もしく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出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、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、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が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の算定は、チによるものといたします。</p> $\begin{aligned} & \text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} \\ & = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量} \end{aligned}$ <p>ヌ 接続対象計画差対応補給電力量</p> <p>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）</p>	<p>等) (2)イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合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は、次の式により算定された値といたします。</p> $\begin{aligned} & \text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} \\ & = \text{発電量調整受電計画電力量} \\ & \quad - 3839 \text{ (給電指令の実施等) (2)ホによる出力抑制対象電力量} \\ & \\ & \quad - 3839 \text{ (給電指令の実施等) (2)へによる出力抑制対象電力量} \\ & \\ & \quad - \text{発電量調整受電電力量} \end{aligned}$ <p>リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量</p> <p>発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、3031（電力および電力量の算定）(9)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、当社もしく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もしく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出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、3839（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、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、3839（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは3839（給電指令の実施等）(2)への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が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の算定は、チによるものといたします。</p> $\begin{aligned} & \text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} \\ & = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量} \end{aligned}$ <p>ヌ 接続対象計画差対応補給電力量</p> <p>接続対象計画差対応補給電力量は、3031（電力および電力量の算</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>㉔)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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量</p> <p>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）(2)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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量</p> <p>ロ 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）(2)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）(4)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、</p>	<p>定) ㉔)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、3031（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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量</p> <p>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、3031（電力および電力量の算定）(2)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、3031（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。</p> <p style="text-align: center;">接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量</p> <p>ロ 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、3031（電力および電力量の算定）(2)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、3031（電力および電力量の算定）(4)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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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電力量 - 需要抑制量調整受電電力量</p> <p>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）(4)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。</p> <p>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電力量</p> $+ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1 - \text{損失率(31 (損失率) に定める損失率といたします。)}\}} \text{ -- ベースライン}$ <p>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）(2)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）(4)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。</p> <p>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電力量 - 需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(6) 託送供給等の実施</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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電力量 - 需要抑制量調整受電電力量</p> <p>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3031（電力および電力量の算定）(4)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。</p> <p>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電力量</p> $+ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1 - \text{損失率(3132 (損失率) に定める損失率といたします。)}\}} \text{ -- ベースライン}$ <p>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、3031（電力および電力量の算定）(2)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、3031（電力および電力量の算定）(4)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。</p> <p>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電力量 - 需要抑制量調整受電計画電力量</p> <p>(6) 託送供給等の実施</p> <p>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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(7) 解 約 等</p> <p>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)、(ニ)または(ホ)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。</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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）</p> <p>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4（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、特例発電バランス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</p>	<p>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。</p> <p>(7) 解 約 等</p> <p>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、3940（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、5455（解約等）(1)ハ(イ)、(ロ)、(ニ)または(ホ)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。</p> <p>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）44ロ、ハ、ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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）</p> <p>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4（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、特例発電バランス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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>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。</p> <p>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シンググループ（当該発電バラ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。</p> <p>(イ) 発電量調整供給に係る料金は、附則 4（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。</p> <p>(ロ) インバランリスク料は、附則 4（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。</p> <p>(ハ) 当社は、附則 4（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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定</p>	<p>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。</p> <p>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シンググループ（当該発電バラ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。</p> <p>(イ) 発電量調整供給に係る料金は、附則 4（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。</p> <p>(ロ) インバランリスク料は、附則 4（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。</p> <p>(ハ) 当社は、附則 4（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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)				
<p>される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、(ハ)にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。</p> <p>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スグループ（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4（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、特例発電バランスグループにおける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。</p> <p>(9) 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</p> <p>イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等</p> <p>離島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、(4)イ(ロ) a (c)、(4)ロ(ロ) a (c)、(4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) d にかかわらず、次のとおりといたします。</p>	<p>される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、(ハ)にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。</p> <p>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スグループ（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4（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、特例発電バランスグループにおける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。</p> <p>(9) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等離島についての特別措置</p> <p>イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等</p> <p>離島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、(4)イ(ロ) a (c)、(4)ロ(ロ) a (c)、(4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) d にかかわらず、次のとおりといたします。</p>				
<table border="1" data-bbox="347 973 1079 1034"> <tr> <td data-bbox="347 973 824 1034">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="824 973 1079 1034">4 5 円 6 2 銭</td> </tr> </table> <p>ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）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係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。</p> <p>ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等</p> <p>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、(4)イ(ロ) b (c)、(4)ロ(ロ) b (c)または(4)ハ(ロ) b (c)にかかわらず、次のとおりといたします。</p>	1 キロワット時につき	4 5 円 6 2 銭	<table border="1" data-bbox="1153 973 1886 1034"> <tr> <td data-bbox="1153 973 1630 1034">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="1630 973 1886 1034">4 5 円 6 2 銭 4 5 円 6 0 銭</td> </tr> </table> <p>ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社またはもしく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係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。</p> <p>ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等</p> <p>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、(4)イ(ロ) b (c)、(4)ロ(ロ) b (c)または(4)ハ(ロ) b (c)にかかわらず、次のとおりといたします。</p>	1 キロワット時につき	4 5 円 6 2 銭 4 5 円 6 0 銭
1 キロワット時につき	4 5 円 6 2 銭				
1 キロワット時につき	4 5 円 6 2 銭 4 5 円 6 0 銭				

1 キロワット時につき	17円79銭
-------------	--------

1 キロワット時につき	17円79銭
-------------	--------

- (10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置
- 38 (給電指令の実施等) (2)への場合で、みなしファーム電源 (配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。) に対して出力の抑制を実施したときは、(4)ニ(ロ) d, (5)チおよび(5)リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
- (11) 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いたします。

- (10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置
- ~~38~~39 (給電指令の実施等) (2)への場合で、みなしファーム電源 (配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。) に対して出力の抑制を実施したときは、(4)ニ(ロ) d, (5)チおよび(5)リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
- (11) 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いたします。

16 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15 (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15 (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せん。
- ハ 契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者 (附則15 [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15 (バランシンググループの設定に係る特別措置) の

~~16~~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15 (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15 (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せん。~~
- ~~ハ 契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者 (附則15 [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15 (バランシンググループの設定に係る特別措置) の~~

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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(㊦)および(㊧)の接続対象計画電力量は、附則15 (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(㊧)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。</p> <p>17 N-1 電制の実施についての特別措置</p> <p>(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) (㉒)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。</p> <p>(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) (㉒)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っ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。</p> <p>(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っ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) (㉒)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</p>	<p>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(㊦)および(㊧)の接続対象計画電力量は、附則15 (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(㊧)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。</p> <p>1716 N-1 電制の実施についての特別措置</p> <p>(1) 当社は、3839 (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、3839 (給電指令の実施等) (㉒)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。</p> <p>(2) 当社は、3839 (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、3839 (給電指令の実施等) (㉒)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っ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。</p> <p>(3) 当社は、3839 (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、3839 (給電指令の実施等) (㉒)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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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っ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。</p>	<p>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っ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。</p> <p>17 系統連系受電サービス等についての特別措置</p> <p>(1) 発電場所が、次のいずれかに該当する場合、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は、22（系統連系受電サービス）②ロおよびハならびに41（契約超過金）②ロおよびハに準じて定めます。</p> <p>なお、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上、次に定める比を、22（系統連系受電サービス）②ロおよび41（契約超過金）②ロに定める契約受電電力の比とみなします。</p> <p>また、発電場所がイ^(ハ)に該当する場合、22（系統連系受電サービス）③イの基本料金および22（系統連系受電サービス）③ハ^(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上、まったく発電または放電しない場合とは、1月においてイ^(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。</p> <p>イ 発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合</p> <p>(イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合</p> <p>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</p> <p>(ロ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合</p> <p>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</p> <p>(ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され、かつ、当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で、接続された電気を当社が無償で受電しているとき。</p> <p>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>ロ イ(イ), (ロ)または(ハ)に該当する場合で、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。</p> <p>当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第4条の2第2項第9号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）</p> <p>なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みの際して発電契約者から当社に通知していただきます。</p> <p>また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。</p> <p>ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則4（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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。</p> <p>(2) (1)の場合で、特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず、当該契約を解約したときは、受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、系統連系受電契約は消滅するものとし、また、すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。</p> <p>なお、この場合には、当社は、その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。</p> <p>また、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電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。</p> <p>(3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は、太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし、パワーコンディショナーを複数台設置している場合は、各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また、複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は、当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が、(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は、当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の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。</p> <p>イ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10未満のとき、また</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>は高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。</p> <p>22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。</p> <p>ロ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10以上のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型等計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。</p> <p>(イ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。</p> <p>(ロ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は、次のとおりといたします。</p> <p>a 41（契約超過金）(2)イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。</p> <p>b 41（契約超過金）(2)イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。</p> <p>(4) 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または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おいて、イに定める適用範囲に該当す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。</p> <p>イ 適 用 範 囲</p> <p>原則として、2024年3月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第9条第4項に定める認定を受け、または、再生可能エネルギー特別措置法第7条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。</p> <p>ロ 系統連系受電サービス料金等</p> <p>22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。</p> <p>なお、発電場所において、イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、(イ)、(ロ)または(ハ)により、イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力、系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め、系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>(i) 系統連系受電課金対象電力</p> <p>a イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合</p> <p>系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。</p> <p>なお、あん分に必要となる発電出力は、契約者または発電契約者から当社へ通知していただけます。</p> <p>b イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合</p> <p>系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。</p> <p>なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただけます。</p> <p>また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただけます。</p> <p>ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則4（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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、契約者、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。</p> <p>(ii) 発電量調整受電電力量</p> <p>a イの発電設備が、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の場合</p> <p>イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）(1)ただし書または附則4（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〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。</p> <p>b イの発電設備が、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の場合</p> <p>イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）(1)ただし書または附則4（発電量調整供給契約について</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>の特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕(7)ハに準じて算定いたします。ただし、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき、算定いたします。</p> <p>なお、バイオマス比率は、算定後すみやかに発電契約者または発電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発電契約者または発電者から提出していただきます。</p> <p>(4) 契約超過受電電力</p> <p>a この発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合</p> <p>(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。</p> <p>(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</p> <p>b この発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合</p> <p>(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合 契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。</p> <p>(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合 契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</p> <p>(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において、揚水発電設備等によ</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>り発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合、当該発電量調整供給に係る電気の電力量については、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし、発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。</p> <p>ロ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合 発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。</p> <p>(6) 発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）を締結している場合は、次のとおりといたします。</p> <p>イ 18（料金）(3)ロにおいて、当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。</p> <p>ロ 22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上、次のとおりといたします。</p> <p>(i) 当社との電気の需給契約において、定額電灯、公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）または農事用電灯が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。</p> <p>(ii) 当社との電気の需給契約において、公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合、公衆街路灯Aの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。</p> <p>(iii) 当社との電気の需給契約における契約電力を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とみなし、当社との電気の需給契約における契約電流を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電流とみなし、当社との電気の需給契約における契約容量を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容量とみなし、当社との電気の需給契約における臨時電灯Aの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。</p> <p>ハ 39（給電指令の実施等）(7)において、当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)																
	<p>ニ 53 (契約の廃止) (4)または55 (解約等) (5)において、当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。</p> <p>(7) 2024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、イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は、別表 2 (系統設備効率化割引の対象変電所等) (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間、ロまたはハといたします。</p> <p>イ 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。</p> <table border="1" data-bbox="1153 491 1886 1072"> <thead> <tr> <th colspan="2">市町村</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>福岡県</td> <td>福岡市, 大牟田市, 久留米市, 直方市, 飯塚市, 田川市, 柳川市, 筑後市, 大川市, 行橋市, 中間市, 小郡市, 筑紫野市, 春日市, 大野城市, 宗像市, 太宰府市, 古賀市, 福津市, 宮若市, 朝倉市, 那珂川市, 宇美町, 篠栗町, 志免町, 須恵町, 新宮町, 久山町, 粕屋町, 芦屋町, 水巻町, 岡垣町, 遠賀町, 小竹町, 鞍手町, 桂川町, 筑前町, 大刀洗町, 大木町, 広川町, 糸田町, 川崎町, 福智町, 吉富町</td> </tr> <tr> <td>佐賀県</td> <td>佐賀市, 鳥栖市, 伊万里市, 小城市, 吉野ヶ里町, 基山町, 上峰町, みやき町, 玄海町, 大町町, 江北町</td> </tr> <tr> <td>長崎県</td> <td>長崎市, 島原市, 諫早市, 大村市, 長与町, 時津町, 川棚町, 佐々町</td> </tr> <tr> <td>大分県</td> <td>別府市, 津久見市</td> </tr> <tr> <td>熊本県</td> <td>熊本市, 荒尾市, 玉名市, 宇土市, 合志市, 南関町, 長洲町, 大津町, 菊陽町, 嘉島町, 益城町</td> </tr> <tr> <td>宮崎県</td> <td>宮崎市, 日向市, 国富町, 高鍋町, 新富町</td> </tr> <tr> <td>鹿児島県</td> <td>鹿児島市</td> </tr> </tbody> </table> <p>ロ 受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価 22 (系統連系受電サービス) (3)ハロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が、22 (系統連系受電サービス) (3)ハロ)の割引区分A-2およびB-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22 (系統連系受電サービス) (3)ハロ)にかかわらず、22 (系統連系受電サービス) (3)ハロ)の割引区分A-2およびB-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。</p> <p>ハ 受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価</p>	市町村		福岡県	福岡市, 大牟田市, 久留米市, 直方市, 飯塚市, 田川市, 柳川市, 筑後市, 大川市, 行橋市, 中間市, 小郡市, 筑紫野市, 春日市, 大野城市, 宗像市, 太宰府市, 古賀市, 福津市, 宮若市, 朝倉市, 那珂川市, 宇美町, 篠栗町, 志免町, 須恵町, 新宮町, 久山町, 粕屋町, 芦屋町, 水巻町, 岡垣町, 遠賀町, 小竹町, 鞍手町, 桂川町, 筑前町, 大刀洗町, 大木町, 広川町, 糸田町, 川崎町, 福智町, 吉富町	佐賀県	佐賀市, 鳥栖市, 伊万里市, 小城市, 吉野ヶ里町, 基山町, 上峰町, みやき町, 玄海町, 大町町, 江北町	長崎県	長崎市, 島原市, 諫早市, 大村市, 長与町, 時津町, 川棚町, 佐々町	大分県	別府市, 津久見市	熊本県	熊本市, 荒尾市, 玉名市, 宇土市, 合志市, 南関町, 長洲町, 大津町, 菊陽町, 嘉島町, 益城町	宮崎県	宮崎市, 日向市, 国富町, 高鍋町, 新富町	鹿児島県	鹿児島市
市町村																	
福岡県	福岡市, 大牟田市, 久留米市, 直方市, 飯塚市, 田川市, 柳川市, 筑後市, 大川市, 行橋市, 中間市, 小郡市, 筑紫野市, 春日市, 大野城市, 宗像市, 太宰府市, 古賀市, 福津市, 宮若市, 朝倉市, 那珂川市, 宇美町, 篠栗町, 志免町, 須恵町, 新宮町, 久山町, 粕屋町, 芦屋町, 水巻町, 岡垣町, 遠賀町, 小竹町, 鞍手町, 桂川町, 筑前町, 大刀洗町, 大木町, 広川町, 糸田町, 川崎町, 福智町, 吉富町																
佐賀県	佐賀市, 鳥栖市, 伊万里市, 小城市, 吉野ヶ里町, 基山町, 上峰町, みやき町, 玄海町, 大町町, 江北町																
長崎県	長崎市, 島原市, 諫早市, 大村市, 長与町, 時津町, 川棚町, 佐々町																
大分県	別府市, 津久見市																
熊本県	熊本市, 荒尾市, 玉名市, 宇土市, 合志市, 南関町, 長洲町, 大津町, 菊陽町, 嘉島町, 益城町																
宮崎県	宮崎市, 日向市, 国富町, 高鍋町, 新富町																
鹿児島県	鹿児島市																

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>22 (系統連系受電サービス) (3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が、22 (系統連系受電サービス) (3)ハ(ロ)の割引区分A-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22 (系統連系受電サービス) (3)ハ(ロ)にかかわらず、22 (系統連系受電サービス) (3)ハ(ロ)の割引区分A-2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。</p> <p>18 2025年3月31日までの給電指令の実施等についての特別措置</p> <p>この約款の実施期日から2025年3月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については、39 (給電指令の実施等) (9)または(10)にかかわらず、次のとおりといたします。</p> <p>(1) 当社は、39 (給電指令の実施等) (2)イ、ロ、ハ、トまたは(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、次の割引を行わ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。</p> <p>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キロワット未満のとき。</p> <p>(イ) 割引の対象</p> <p>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、33 (料金の算定) (1)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、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。</p> <p>(ロ) 割引率</p> <p>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。</p> <p>(ハ) 制限または中止延べ日数の計算</p> <p>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。</p> <p>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</p> <p>(イ) 割引の対象</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>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、33（料金の算定）(1)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、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。</p> <p>(d) 割引率</p> <p>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。</p> <p>(v) 制限または中止延べ時間数の計算</p> <p>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。</p> <p>なお、制限時間については、次の算式により修正したうえで合計いたします。</p> <p>a 接続供給電力を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ <p>H' = 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）</p> <p>H = 制限時間</p> <p>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</p> <p>d = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値</p> <p>b 接続供給電力量を制限した場合</p> $H' = H \times \frac{A-B}{A}$ <p>H' = 修正時間</p> <p>H = 制限時間</p> <p>A = 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）</p> <p>B = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量</p> <p>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。</p> <p>(2) (1)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。この場合の1月につき1日とは、1暦月の1暦日における1回の工事による制限または中止の時間といたします。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<p>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。</p> <p>(3) 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、(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。</p> <p>19 料金についての切替措置</p> <p>2024年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては、当社は、33（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。</p> <p>なお、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電力量料金は、料金の算定期間における2024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。</p>

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、電流制限器等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 電流制限器等による場合

$$\text{入力 (キロボルトアンペア)} = \text{制限される電流 (アンペア)} \text{ または電流制限器等の定格電流 (アンペア)} \times 100 \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ 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。

	市町村
福岡県	福岡市, 大牟田市, 久留米市, 直方市, 飯塚市, 田川市, 柳川市, 筑後市, 大川市, 行橋市, 中間市, 小郡市, 筑紫野市, 春日市, 大野城市, 宗像市, 太宰府市, 古賀市, 福津市, 宮若市, 朝倉市, 那珂川市, 宇美町, 篠栗町, 志免町, 須恵町, 新宮町, 久山町, 粕屋町, 芦屋町, 水巻町, 岡垣町, 遠賀町, 小竹町, 鞍手町, 桂川町, 筑前町, 大刀洗町, 大木町, 広川町, 糸田町, 川崎町, 福智町, 吉富町
佐賀県	佐賀市, 鳥栖市, 伊万里市, 小城市, 吉野ヶ里町, 基山町, 上峰町, みやき町, 玄海町, 大町町, 江北町
長崎県	長崎市, 島原市, 諫早市, 大村市, 長与町, 時津町, 川棚町, 佐々町
大分県	別府市, 津久見市
熊本県	熊本市, 荒尾市, 玉名市, 宇土市, 合志市, 南関町, 長洲町, 大津町, 菊陽町, 嘉島町, 益城町
宮崎県	宮崎市, 日向市, 国富町, 高鍋町, 新富町
鹿児島県	鹿児島市

1 契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は、原則として、電流制限器等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 電流制限器等による場合

$$\text{入力 (キロボルトアンペア)} = \text{制限される電流 (アンペア)} \text{ または電流制限器等の定格電流 (アンペア)} \times 100 \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ 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。~~

	市町村
福岡県	福岡市, 大牟田市, 久留米市, 直方市, 飯塚市, 田川市, 柳川市, 筑後市, 大川市, 行橋市, 中間市, 小郡市, 筑紫野市, 春日市, 大野城市, 宗像市, 太宰府市, 古賀市, 福津市, 宮若市, 朝倉市, 那珂川市, 宇美町, 篠栗町, 志免町, 須恵町, 新宮町, 久山町, 粕屋町, 芦屋町, 水巻町, 岡垣町, 遠賀町, 小竹町, 鞍手町, 桂川町, 筑前町, 大刀洗町, 大木町, 広川町, 糸田町, 川崎町, 福智町, 吉富町
佐賀県	佐賀市, 鳥栖市, 伊万里市, 小城市, 吉野ヶ里町, 基山町, 上峰町, みやき町, 玄海町, 大町町, 江北町
長崎県	長崎市, 島原市, 諫早市, 大村市, 長与町, 時津町, 川棚町, 佐々町
大分県	別府市, 津久見市
熊本県	熊本市, 荒尾市, 玉名市, 宇土市, 合志市, 南関町, 長洲町, 大津町, 菊陽町, 嘉島町, 益城町
宮崎県	宮崎市, 日向市, 国富町, 高鍋町, 新富町
鹿児島県	鹿児島市

現 行 (2023年12月27日実施)

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。

	市町村
福岡県	北九州市、八女市、豊前市、うきは市、嘉麻市、みやま市、糸島市、東峰村、香春町、添田町、大任町、赤村、苅田町、みやこ町、上毛町、築上町
熊本県	八代市、人吉市、水俣市、山鹿市、菊池市、上天草市、宇城市、阿蘇市、天草市、美里町、玉東町、和水町、南小国町、小国町、産山村、高森町、西原村、南阿蘇村、御船町、甲佐町、山都町、氷川町、芦北町、津奈木町、錦町、多良木町、湯前町、水上村、相良村、五木村、山江村、球磨村、あさぎり町、苓北町
宮崎県	都城市、延岡市、日南市、小林市、串間市、西都市、えびの市、三股町、高原町、綾町、西米良村、木城町、川南町、都農町、門川町、諸塚村、椎葉村、美郷町、高千穂町、日之影町、五ヶ瀬町

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	37銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	29銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	14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100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

~~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。~~

	市町村
福岡県	北九州市、八女市、豊前市、うきは市、嘉麻市、みやま市、糸島市、東峰村、香春町、添田町、大任町、赤村、苅田町、みやこ町、上毛町、築上町
熊本県	八代市、人吉市、水俣市、山鹿市、菊池市、上天草市、宇城市、阿蘇市、天草市、美里町、玉東町、和水町、南小国町、小国町、産山村、高森町、西原村、南阿蘇村、御船町、甲佐町、山都町、氷川町、芦北町、津奈木町、錦町、多良木町、湯前町、水上村、相良村、五木村、山江村、球磨村、あさぎり町、苓北町
宮崎県	都城市、延岡市、日南市、小林市、串間市、西都市、えびの市、三股町、高原町、綾町、西米良村、木城町、川南町、都農町、門川町、諸塚村、椎葉村、美郷町、高千穂町、日之影町、五ヶ瀬町

~~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	37銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	29銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	14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100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。~~

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>ロ 近接性評価割引電力量</p> <p>(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。</p> <p>a 発電バラ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。</p> $\frac{\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \text{当該発電バラシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バラシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$ <p>b 発電バラ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。</p> $\frac{\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \text{当該発電バラシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バラシンググループの発電量調整受電電力量}}$ <p>(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。</p> $\text{(イ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$ <p>(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。</p> $\text{(イ)および(ロ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$ <p>ハ 近接性評価割引額</p> <p>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。</p>	<p>ロ 近接性評価割引電力量</p> <p>(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。</p> <p>a 発電バラ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。</p> $\frac{\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \text{当該発電バラシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バラシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$ <p>b 発電バラ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。</p> $\frac{\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \text{当該発電バラシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バラシンググループの発電量調整受電電力量}}$ <p>(イ) 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。</p> $\text{(イ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$ <p>(ロ) 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。</p> $\text{(イ)および(ロ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$ <p>ハ 近接性評価割引額</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)										
	<p>2 系統設備効率化割引の対象変電所等</p> <p>(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等 次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。</p> <table border="1" data-bbox="1153 300 1888 1385"> <thead> <tr> <th data-bbox="1158 303 1283 343">割引区分</th> <th data-bbox="1285 303 1883 343">割引対象変電所等</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1158 344 1283 459">A-1</td> <td data-bbox="1285 344 1883 459">槻田系統開閉所, 西谷変電所, 北九州変電所, 到津変電所, 上津役変電所, 住吉変電所, 赤坂変電所, 久留米変電所, 南福岡変電所, 古賀変電所, 東福岡変電所, 長崎変電所, 諫早変電所</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1158 461 1283 598">A-2</td> <td data-bbox="1285 461 1883 598">門司変電所, 若松変電所, 西福岡変電所, 脊振変電所, 三池変電所, 筑豊変電所, 山家変電所, 伊都変電所, 中央変電所, 木佐木変電所, 苅田変電所, 南苅田系統開閉所, 北佐賀変電所, 鳥栖変電所, 武雄変電所, 東佐世保変電所, 北熊本変電所</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1158 600 1283 715">A-3</td> <td data-bbox="1285 600 1883 715">東豊前変電所, 豊前変電所, 唐津変電所, 西九州変電所, 西佐世保変電所, 北長崎変電所, 南熊本変電所, 緑川変電所, 弓削変電所, 中九州変電所, 熊本変電所</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1158 716 1283 1382">B-1</td> <td data-bbox="1285 716 1883 1382">砂津変電所, 堺町変電所, 三郎丸変電所, 小倉変電所, 且過変電所, 徳力変電所, 横代変電所, 前田変電所, 黒崎変電所, 穴生変電所, 上津役変電所, 藤田変電所, 香椎変電所, 箱崎変電所, 多の津変電所, アイランドシティ変電所, 前松原変電所, 東浜変電所, 中洲変電所, 板付変電所, 土居町変電所, 住吉変電所, 篠島変電所, 竹下変電所, 西春変電所, 千代変電所, 堅粕変電所, 古門戸変電所, 須崎変電所, 天神変電所, 大濠変電所, 那の川変電所, 今泉変電所, 渡辺通変電所, 荒戸変電所, 中尾変電所, 西福岡変電所, 井尻変電所, 野間変電所, 姪浜変電所, 七隈変電所, 長尾変電所, 福陵変電所, 西新変電所, 重留変電所, 京町変電所, 千本杉変電所, 久留米変電所, 東町変電所, 原古賀変電所, 原田変電所, 白木原変電所, 太宰府変電所, 篠栗変電所, 志免変電所, 亀山変電所, 東福岡変電所, 長者原変電所, 神辺変電所, 丸山変電所, 宮ノ下変電所, 新地変電所, 厳原変電所, 佐須奈発電所, 芦辺発電所, 郷ノ浦変電所, 大分変電所, 上野変電所, 金池変電所, 寒田変電所, 大江変電所, 銀座橋変電所, 慶徳変電所, 保田窪変電所, 神水変電所, 江津変電所, 御領変電所, 新住用川発電所, 名瀬発電所, 中種子変電所, 古仁屋変電所</td> </tr> </tbody> </table>	割引区分	割引対象変電所等	A-1	槻田系統開閉所, 西谷変電所, 北九州変電所, 到津変電所, 上津役変電所, 住吉変電所, 赤坂変電所, 久留米変電所, 南福岡変電所, 古賀変電所, 東福岡変電所, 長崎変電所, 諫早変電所	A-2	門司変電所, 若松変電所, 西福岡変電所, 脊振変電所, 三池変電所, 筑豊変電所, 山家変電所, 伊都変電所, 中央変電所, 木佐木変電所, 苅田変電所, 南苅田系統開閉所, 北佐賀変電所, 鳥栖変電所, 武雄変電所, 東佐世保変電所, 北熊本変電所	A-3	東豊前変電所, 豊前変電所, 唐津変電所, 西九州変電所, 西佐世保変電所, 北長崎変電所, 南熊本変電所, 緑川変電所, 弓削変電所, 中九州変電所, 熊本変電所	B-1	砂津変電所, 堺町変電所, 三郎丸変電所, 小倉変電所, 且過変電所, 徳力変電所, 横代変電所, 前田変電所, 黒崎変電所, 穴生変電所, 上津役変電所, 藤田変電所, 香椎変電所, 箱崎変電所, 多の津変電所, アイランドシティ変電所, 前松原変電所, 東浜変電所, 中洲変電所, 板付変電所, 土居町変電所, 住吉変電所, 篠島変電所, 竹下変電所, 西春変電所, 千代変電所, 堅粕変電所, 古門戸変電所, 須崎変電所, 天神変電所, 大濠変電所, 那の川変電所, 今泉変電所, 渡辺通変電所, 荒戸変電所, 中尾変電所, 西福岡変電所, 井尻変電所, 野間変電所, 姪浜変電所, 七隈変電所, 長尾変電所, 福陵変電所, 西新変電所, 重留変電所, 京町変電所, 千本杉変電所, 久留米変電所, 東町変電所, 原古賀変電所, 原田変電所, 白木原変電所, 太宰府変電所, 篠栗変電所, 志免変電所, 亀山変電所, 東福岡変電所, 長者原変電所, 神辺変電所, 丸山変電所, 宮ノ下変電所, 新地変電所, 厳原変電所, 佐須奈発電所, 芦辺発電所, 郷ノ浦変電所, 大分変電所, 上野変電所, 金池変電所, 寒田変電所, 大江変電所, 銀座橋変電所, 慶徳変電所, 保田窪変電所, 神水変電所, 江津変電所, 御領変電所, 新住用川発電所, 名瀬発電所, 中種子変電所, 古仁屋変電所
割引区分	割引対象変電所等										
A-1	槻田系統開閉所, 西谷変電所, 北九州変電所, 到津変電所, 上津役変電所, 住吉変電所, 赤坂変電所, 久留米変電所, 南福岡変電所, 古賀変電所, 東福岡変電所, 長崎変電所, 諫早変電所										
A-2	門司変電所, 若松変電所, 西福岡変電所, 脊振変電所, 三池変電所, 筑豊変電所, 山家変電所, 伊都変電所, 中央変電所, 木佐木変電所, 苅田変電所, 南苅田系統開閉所, 北佐賀変電所, 鳥栖変電所, 武雄変電所, 東佐世保変電所, 北熊本変電所										
A-3	東豊前変電所, 豊前変電所, 唐津変電所, 西九州変電所, 西佐世保変電所, 北長崎変電所, 南熊本変電所, 緑川変電所, 弓削変電所, 中九州変電所, 熊本変電所										
B-1	砂津変電所, 堺町変電所, 三郎丸変電所, 小倉変電所, 且過変電所, 徳力変電所, 横代変電所, 前田変電所, 黒崎変電所, 穴生変電所, 上津役変電所, 藤田変電所, 香椎変電所, 箱崎変電所, 多の津変電所, アイランドシティ変電所, 前松原変電所, 東浜変電所, 中洲変電所, 板付変電所, 土居町変電所, 住吉変電所, 篠島変電所, 竹下変電所, 西春変電所, 千代変電所, 堅粕変電所, 古門戸変電所, 須崎変電所, 天神変電所, 大濠変電所, 那の川変電所, 今泉変電所, 渡辺通変電所, 荒戸変電所, 中尾変電所, 西福岡変電所, 井尻変電所, 野間変電所, 姪浜変電所, 七隈変電所, 長尾変電所, 福陵変電所, 西新変電所, 重留変電所, 京町変電所, 千本杉変電所, 久留米変電所, 東町変電所, 原古賀変電所, 原田変電所, 白木原変電所, 太宰府変電所, 篠栗変電所, 志免変電所, 亀山変電所, 東福岡変電所, 長者原変電所, 神辺変電所, 丸山変電所, 宮ノ下変電所, 新地変電所, 厳原変電所, 佐須奈発電所, 芦辺発電所, 郷ノ浦変電所, 大分変電所, 上野変電所, 金池変電所, 寒田変電所, 大江変電所, 銀座橋変電所, 慶徳変電所, 保田窪変電所, 神水変電所, 江津変電所, 御領変電所, 新住用川発電所, 名瀬発電所, 中種子変電所, 古仁屋変電所										

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
	<div data-bbox="1153 199 1886 928" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>B-2 錦町変電所, 大里変電所, めかり変電所, 原町変電所, 洞海変電所, 東畑変電所, 戸畑変電所, 大門変電所, 金鶏町変電所, 港町変電所, 井堀変電所, 三萩野変電所, 曾根変電所, 貫変電所, 香月変電所, 折尾変電所, 浅川変電所, 塩屋変電所, 和白変電所, 箱崎浜変電所, 老岐変電所, 今宿変電所, 浜田変電所, 嘉穂変電所, 大淵変電所, 通谷変電所, 二日市変電所, 上白水変電所, 平田台変電所, 古賀変電所, 久保変電所, 新宮変電所, 若久変電所, 神野変電所, 大財変電所, 高木瀬変電所, 松原変電所, 鍋島変電所, 元石変電所, 銭座変電所, 賑橋変電所, 浦上変電所, 富士見変電所, 花丘変電所, 矢上変電所, 大野変電所, 大久保変電所, 佐世保変電所, 熊野変電所, 日宇変電所, 諫早変電所, 豊玉発電所, 久賀変電所, 長与変電所, 川棚変電所, 小値賀変電所, 阿瀬津変電所, 奈良尾変電所, 王子変電所, 鶴崎変電所, 中島変電所, 日岡変電所, 岡川変電所, 寿町変電所, 別府変電所, 田の湯変電所, 石垣変電所, 下笠変電所, 大山変電所, 臼杵変電所, 津久見変電所, 大岳変電所, 日吉変電所, 新町変電所, 坪井変電所, 花畑変電所, 健軍変電所, 池田変電所, 近見変電所, 弓削変電所, 八代変電所, 田迎変電所, 清水変電所, 青葉変電所, 旭変電所, 恒富変電所, 城山変電所, 田上変電所, 鹿児島変電所, 清滝変電所, 名山変電所, 谷山変電所, 鴨池変電所, 永田変電所, 天文館変電所, 紫原変電所, 新種子島発電所, 竜郷変電所</p> </div> <p>なお、系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については、原則として2028年4月1日に見直しを行なうものとし、当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。</p> <p>(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用</p> <p>イ (1)の割引区分は、10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。</p> <p>なお、連系変電所等については、原則として2028年4月1日に見直しを行なうものとし、当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。</p> <p>また、2024年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については、原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し、発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。</p> <p>ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)																										
	<p>であっても、(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものとなります。</p> <p>ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても、(1)の割引区分は、イにより適用するものとなります。ただし、適用される22 (系統連系受電サービス) (3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものとなります。</p> <p>ニ 2024年 4 月 1 日以降、受電地点を新たに設定する発電場所 (発電設備等を新たに使用する場合に限り) または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について、発電量調整供給の開始または変更以降、(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は、その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間 1 回に限り、次のとおりとなります。ただし、適用される22 (系統連系受電サービス) (3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものとなります。</p> <table border="1" data-bbox="1153 778 1886 1342"> <thead> <tr> <th>見直し前の割引区分</th> <th>見直し後の割引区分</th> <th>適用される割引区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-1</td> <td>A-1, A-2, A-3 または割引対象外</td> <td>A-1</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">A-2</td> <td>A-1</td> <td>A-1</td> </tr> <tr> <td>A-2, A-3 または割引対象外</td> <td>A-2</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">A-3</td> <td>A-1</td> <td>A-1</td> </tr> <tr> <td>A-2</td> <td>A-2</td> </tr> <tr> <td>A-3 または割引対象外</td> <td>A-3</td> </tr> <tr> <td>B-1</td> <td>B-1, B-2 または割引対象外</td> <td>B-1</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">B-2</td> <td>B-1</td> <td>B-1</td> </tr> <tr> <td>B-2 または割引対象外</td> <td>B-2</td> </tr> </tbody> </table>	見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分	A-1	A-1, A-2, A-3 または割引対象外	A-1	A-2	A-1	A-1	A-2, A-3 または割引対象外	A-2	A-3	A-1	A-1	A-2	A-2	A-3 または割引対象外	A-3	B-1	B-1, B-2 または割引対象外	B-1	B-2	B-1	B-1	B-2 または割引対象外	B-2
見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分																									
A-1	A-1, A-2, A-3 または割引対象外	A-1																									
A-2	A-1	A-1																									
	A-2, A-3 または割引対象外	A-2																									
A-3	A-1	A-1																									
	A-2	A-2																									
	A-3 または割引対象外	A-3																									
B-1	B-1, B-2 または割引対象外	B-1																									
B-2	B-1	B-1																									
	B-2 または割引対象外	B-2																									

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。)を乗じます。

- (1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相 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、交流単相 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 (ワット) × 125パーセント
低 力 率 型	管灯の定格消費電力 (ワット) × 200パーセント	

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。)を乗じます。

- (1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相 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、交流単相 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 (ワット) × 125パーセント
低 力 率 型	管灯の定格消費電力 (ワット) × 200パーセント	

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

ロ ネオン管灯

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

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 スリムラインランプ

ハ スリムラインランプ

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

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

現 行 (2023年12月27日実施)

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

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

(2) 誘 導 電 動 機

(2) 誘 導 電 動 機

イ 単相誘導電動機

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。

- (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 (ワット)
	入 力 (ボルトアンペア)		
	高 力 率 型	低 力 率 型	
35以下	—	160	出力 (ワット) ×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

出力 (ワット)	換 算 容 量		入 力 (ワット)
	入 力 (ボルトアンペア)		
	高 力 率 型	低 力 率 型	
35以下	—	160	出力 (ワット) ×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
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

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

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

(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。

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。

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

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 (キロボルトビーク)	管 電 流 (短時間定格電流) (リアンペア)	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キロボルトビーク 以下	20リアンペア以下	1
		20リアンペア超過 30リアンペア以下	1.5
		30リアンペア超過 50リアンペア以下	2
		50リアンペア超過 100リアンペア以下	3
		100リアンペア超過 200リアンペア以下	4
		200リアンペア超過 300リアンペア以下	5
		300リアンペア超過 500リアンペア以下	7.5
		500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	10
		95キロボルトビーク 超過 100キロボルトビーク 以下	200リアンペア以下
	200リアンペア超過 300リアンペア以下		6
	300リアンペア超過 500リアンペア以下		8
	500リアンペア超過 1,000リアンペア以下		13.5
	100キロボルトビーク 超過	500リアンペア以下	9.5
	125キロボルトビーク 以下	500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	16
	125キロボルトビーク 超過	500リアンペア以下	11
150キロボルトビーク 以下	500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	19.5	
蓄電器放電式 診察用装置	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

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 (キロボルトビーク)	管 電 流 (短時間定格電流) (リアンペア)	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キロボルトビーク 以下	20リアンペア以下	1
		20リアンペア超過 30リアンペア以下	1.5
		30リアンペア超過 50リアンペア以下	2
		50リアンペア超過 100リアンペア以下	3
		100リアンペア超過 200リアンペア以下	4
		200リアンペア超過 300リアンペア以下	5
		300リアンペア超過 500リアンペア以下	7.5
		500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	10
		95キロボルトビーク 超過 100キロボルトビーク 以下	200リアンペア以下
	200リアンペア超過 300リアンペア以下		6
	300リアンペア超過 500リアンペア以下		8
	500リアンペア超過 1,000リアンペア以下		13.5
	100キロボルトビーク 超過	500リアンペア以下	9.5
	125キロボルトビーク 以下	500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	16
	125キロボルトビーク 超過	500リアンペア以下	11
150キロボルトビーク 以下	500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	19.5	
蓄電器放電式 診察用装置	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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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 日本産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</p> <p>(5) そ の 他 イ (1), (2), (3)および(4)によることが不相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。</p> <p>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。 離島平均燃料価格＝$A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$ 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 B＝各離島平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均液化天然ガス価格 C＝各離島平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均石炭価格 $\alpha = 1.0000$ $\beta = 0.0000$ $\gamma = 0.0000$ 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、1トン当たりの平均液化天然ガス価格および1トン当たりの平均石炭価格の単位は、1円とし、その端数は、小数点以下</p>	<p>(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 日本産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</p> <p>(5) そ の 他 イ (1), (2), (3)および(4)によることが不相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。</p> <p>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。 離島平均燃料価格＝$A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$ 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 B＝各離島平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均液化天然ガス価格 C＝各離島平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均石炭価格 $\alpha = 1.0000$ $\beta = 0.0000$ $\gamma = 0.0000$ 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、1トン当たりの平均液化天然ガス価格および1トン当たりの平均石炭価格の単位は、1円とし、その端数は、小数点以下</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>第1位で四捨五入いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、1銭とし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。</p> <p>(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 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ $\frac{(\text{離島基準燃料価格}-\text{離島平均燃料価格}) \times \text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$</p> <p>(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 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ $\frac{(\text{離島平均燃料価格}-\text{離島基準燃料価格}) \times \text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$</p> <p>(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。 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ $\frac{(\text{離島調整上限燃料価格}-\text{離島基準燃料価格}) \times \text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$</p> <p>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対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係る電気に適用いたします。</p> <p>(イ) 各離島平均燃料価格算定期間に対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。</p>	<p>第1位で四捨五入いたします。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、1銭とし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。</p> <p>(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 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ $\frac{(\text{離島基準燃料価格}-\text{離島平均燃料価格}) \times \text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$</p> <p>(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 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ $\frac{(\text{離島平均燃料価格}-\text{離島基準燃料価格}) \times \text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$</p> <p>(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。 離島ユニバーサルサービス調整単価＝ $\frac{(\text{離島調整上限燃料価格}-\text{離島基準燃料価格}) \times \text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$</p> <p>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対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係る電気に適用いたします。</p> <p>(イ) 各離島平均燃料価格算定期間に対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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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

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) 記録型等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、(イ)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対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)に準ずるものとなります。この場合、(イ)という検針日は、計量日となります。
- (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対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)に準ずるものとなります。この場合、(イ)という検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日となります。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

- (ロ) 記録型等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、(イ)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対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)に準ずるものとなります。この場合、(イ)という検針日は、計量日となります。
- (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対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)に準ずるものとなります。この場合、(イ)という検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日となります。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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(二) 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対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。</p> <p>へ 離島ユニバーサルサービス調整額</p> <p>(イ) 定額制供給の場合</p> <p>a 電灯定額接続送電サービス</p> <p>離島ユニバーサルサービス調整額は、二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。</p> <p>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</p> <p>離島ユニバーサルサービス調整額は、二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。</p> <p>(ロ) 従量制供給の場合</p> <p>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二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。</p> <p>(2) 離島基準単価</p> <p>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。</p> <p>イ 定額制供給の場合</p> <p>(イ) 電灯定額接続送電サービス</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>(二) 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対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。</p> <p>へ 離島ユニバーサルサービス調整額</p> <p>(イ) 定額制供給の場合</p> <p>a 電灯定額接続送電サービス</p> <p>離島ユニバーサルサービス調整額は、二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。</p> <p>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</p> <p>離島ユニバーサルサービス調整額は、二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。</p> <p>(ロ) 従量制供給の場合</p> <p>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二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。</p> <p>(2) 離島基準単価</p> <p>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。</p> <p>イ 定額制供給の場合</p> <p>(イ) 電灯定額接続送電サービス</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

電 灯	10ワットまでの1灯につき	1銭3厘
	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	2銭5厘
	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	5銭2厘
	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	7銭7厘
	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	12銭9厘
	100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	12銭9厘
	小 型 機 器	50ボルトアンペアまでの1機器につき
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		7銭7厘
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに		3銭9厘

電 灯	10ワットまでの1灯につき	1銭3厘
	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	2銭5厘
	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	5銭2厘
	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	7銭7厘
	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	12銭9厘
	100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	12銭9厘
	小 型 機 器	50ボルトアンペアまでの1機器につき
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		7銭7厘
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに		3銭9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。

(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	1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	2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	2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	2銭1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	2銭1厘

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	1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	2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	2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	2銭1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	2銭1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。

(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	2銭2厘
-------------------------------	------

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	2銭2厘
-------------------------------	------

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)				
<p>ロ 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。</p> <table border="1" data-bbox="347 268 1079 327"> <tr> <td data-bbox="347 268 824 327">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="824 268 1079 327">3 厘</td> </tr> </table> <p>(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、1トン当たりの平均液化天然ガス価格、1トン当たりの平均石炭価格および(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。</p>	1 キロワット時につき	3 厘	<p>ロ 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。</p> <table border="1" data-bbox="1153 268 1886 327"> <tr> <td data-bbox="1153 268 1630 327">1 キロワット時につき</td> <td data-bbox="1630 268 1886 327">3 厘</td> </tr> </table> <p>(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、1トン当たりの平均液化天然ガス価格、1トン当たりの平均石炭価格および(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。</p>	1 キロワット時につき	3 厘
1 キロワット時につき	3 厘				
1 キロワット時につき	3 厘				

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

6 平均力率の算定

(1) 平均力率は、無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は、小数点以下第5位で四捨五入いたします。）に応じて、次のとおりといたします。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。

無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)	無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	100	1.0061	1.0345	70
0.1005	0.1752	99	1.0346	1.0636	69
0.1753	0.2279	98	1.0637	1.0931	68
0.2280	0.2718	97	1.0932	1.1231	67
0.2719	0.3106	96	1.1232	1.1536	66
0.3107	0.3461	95	1.1537	1.1848	65
0.3462	0.3793	94	1.1849	1.2166	64
0.3794	0.4108	93	1.2167	1.2490	63
0.4109	0.4409	92	1.2491	1.2822	62
0.4410	0.4701	91	1.2823	1.3161	61
0.4702	0.4984	90	1.3162	1.3508	60
0.4985	0.5261	89	1.3509	1.3864	59
0.5262	0.5533	88	1.3865	1.4229	58
0.5534	0.5801	87	1.4230	1.4603	57
0.5802	0.6066	86	1.4604	1.4988	56
0.6067	0.6329	85	1.4989	1.5384	55
0.6330	0.6590	84	1.5385	1.5792	54
0.6591	0.6850	83	1.5793	1.6211	53
0.6851	0.7110	82	1.6212	1.6644	52
0.7111	0.7370	81	1.6645	1.7091	51
0.7371	0.7630	80	1.7092	1.7554	50
0.7631	0.7892	79	1.7555	1.8031	49
0.7893	0.8154	78	1.8032	1.8526	48
0.8155	0.8419	77	1.8527	1.9039	47
0.8420	0.8685	76	1.9040	1.9571	46
0.8686	0.8954	75	1.9572	2.0124	45
0.8955	0.9225	74	2.0125	2.0700	44
0.9226	0.9500	73	2.0701	2.1299	43
0.9501	0.9778	72	2.1300	2.1923	42
0.9779	1.0060	71	2.1924	2.2576	41

6 平均力率の算定

(1) 平均力率は、無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は、小数点以下第5位で四捨五入いたします。）に応じて、次のとおりといたします。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。

無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)	無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	100	1.0061	1.0345	70
0.1005	0.1752	99	1.0346	1.0636	69
0.1753	0.2279	98	1.0637	1.0931	68
0.2280	0.2718	97	1.0932	1.1231	67
0.2719	0.3106	96	1.1232	1.1536	66
0.3107	0.3461	95	1.1537	1.1848	65
0.3462	0.3793	94	1.1849	1.2166	64
0.3794	0.4108	93	1.2167	1.2490	63
0.4109	0.4409	92	1.2491	1.2822	62
0.4410	0.4701	91	1.2823	1.3161	61
0.4702	0.4984	90	1.3162	1.3508	60
0.4985	0.5261	89	1.3509	1.3864	59
0.5262	0.5533	88	1.3865	1.4229	58
0.5534	0.5801	87	1.4230	1.4603	57
0.5802	0.6066	86	1.4604	1.4988	56
0.6067	0.6329	85	1.4989	1.5384	55
0.6330	0.6590	84	1.5385	1.5792	54
0.6591	0.6850	83	1.5793	1.6211	53
0.6851	0.7110	82	1.6212	1.6644	52
0.7111	0.7370	81	1.6645	1.7091	51
0.7371	0.7630	80	1.7092	1.7554	50
0.7631	0.7892	79	1.7555	1.8031	49
0.7893	0.8154	78	1.8032	1.8526	48
0.8155	0.8419	77	1.8527	1.9039	47
0.8420	0.8685	76	1.9040	1.9571	46
0.8686	0.8954	75	1.9572	2.0124	45
0.8955	0.9225	74	2.0125	2.0700	44
0.9226	0.9500	73	2.0701	2.1299	43
0.9501	0.9778	72	2.1300	2.1923	42
0.9779	1.0060	71	2.1924	2.2576	41

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)	無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	4 0	5.0299	5.3121	1 9
2.3259	2.3972	3 9	5.3122	5.6261	1 8
2.3973	2.4721	3 8	5.6262	5.9775	1 7
2.4722	2.5507	3 7	5.9776	6.3736	1 6
2.5508	2.6334	3 6	6.3737	6.8237	1 5
2.6335	2.7206	3 5	6.8238	7.3396	1 4
2.7207	2.8126	3 4	7.3397	7.9373	1 3
2.8127	2.9099	3 3	7.9374	8.6380	1 2
2.9100	3.0130	3 2	8.6381	9.4712	1 1
3.0131	3.1225	3 1	9.4713	10.4787	1 0
3.1226	3.2390	3 0	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	2 9	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	2 8	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	2 7	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	2 6	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	2 5	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	2 4	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	2 3	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	2 2	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	2 1	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	2 0			

無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)	無効電力量／ 有効電力量の値		平均力率 (パーセント)
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	4 0	5.0299	5.3121	1 9
2.3259	2.3972	3 9	5.3122	5.6261	1 8
2.3973	2.4721	3 8	5.6262	5.9775	1 7
2.4722	2.5507	3 7	5.9776	6.3736	1 6
2.5508	2.6334	3 6	6.3737	6.8237	1 5
2.6335	2.7206	3 5	6.8238	7.3396	1 4
2.7207	2.8126	3 4	7.3397	7.9373	1 3
2.8127	2.9099	3 3	7.9374	8.6380	1 2
2.9100	3.0130	3 2	8.6381	9.4712	1 1
3.0131	3.1225	3 1	9.4713	10.4787	1 0
3.1226	3.2390	3 0	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	2 9	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	2 8	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	2 7	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	2 6	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	2 5	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	2 4	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	2 3	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	2 2	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	2 1	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	2 0			

なお、平均力率は、次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率 (パーセント)} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

- (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パーセントの損失補正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

なお、平均力率は、次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率 (パーセント)} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

- (2) 有効電力量および無効電力量の計量については、**2930** (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、**2930** (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パーセントの損失補正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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>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の②によって算定した値を加えたものといたします。</p> <p>(2) 差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は、次によって算定された値を、契約負荷設備の総容量といたします。</p> <p>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</p> <p>ロ イ以外の場合 1 差込口につき 100ボルトアンペア</p> <p>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</p> <p>(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い</p> <p>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。</p> <p>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相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。</p> <p>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</p> <p>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。）</p> <p>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</p> <p>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。）</p> <p>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は、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。）。</p> <p>この場合の発電バランスグループごとの発電計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。</p>	<p>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。</p> <p>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の②によって算定した値を加えたものといたします。</p> <p>(2) 差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は、次によって算定された値を、契約負荷設備の総容量といたします。</p> <p>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</p> <p>ロ イ以外の場合 1 差込口につき 100ボルトアンペア</p> <p>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</p> <p>(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い</p> <p>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。</p> <p>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相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。</p> <p>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</p> <p>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。）</p> <p>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</p> <p>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。）</p> <p>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は、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。）。</p> <p>この場合の発電バランスグループごとの発電計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>発電バラシ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 バラシシンググループごとの発電計画の値 × $\frac{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$</p> <p>(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は、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。</p> <p>(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。 (4) 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。）</p>	<p>発電バラシ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 バラシシンググループごとの発電計画の値 × $\frac{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$</p> <p>(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は、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。</p> <p>(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。 (4) 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。）</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>(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。）</p> <p>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）(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。</p> <p>なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランスンググループを設定される場合の需要抑制バランス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えられた値といたします。</p> <p>需要抑制バランス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</p> $\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランスンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$ <p>(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。）を上回る場合 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</p> <p>(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。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値</p>	<p>(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。）</p> <p>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3031（電力および電力量の算定）(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。</p> <p>なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランスンググループを設定される場合の需要抑制バランス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えられた値といたします。</p> <p>需要抑制バランス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</p> $\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランスンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$ <p>(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。）を上回る場合 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</p> <p>(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。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値</p>
<p>9 電力量の協定</p> <p>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。</p> <p>(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量</p> <p>イ 接続供給電力量の算定式</p> <p>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、ハまたはニの場合は、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。</p>	<p>9 電力量の協定</p> <p>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。</p> <p>(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量</p> <p>イ 接続供給電力量の算定式</p> <p>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、3233（料金の算定）(1)イ、ロ、ハニまたはニホの場合は、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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

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

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。

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

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。

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

(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

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

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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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それぞれの契約電力、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。</p> <p>(イ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合</p> $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ <p>(ロ) 前3月間の接続供給電力量による場合</p> $\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ <p>リ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ <p>ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ホ 公差をこえる誤差により修正する場合</p> $\frac{\text{計 量 電 力 量}}{100\text{パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$ <p>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。</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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</p>	<p>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それぞれの契約電力、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。</p> <p>(イ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合</p> $\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ <p>(ロ) 前3月間の接続供給電力量による場合</p> $\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ <p>リ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合</p> <p>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。</p> <p>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。</p> $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ <p>ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合</p> <p>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。</p> <p>なお、この場合の計量器の取付けは、6263(計量器等の取付け)に準ずるものといたします。</p> <p>ホ 公差をこえる誤差により修正する場合</p> $\frac{\text{計 量 電 力 量}}{100\text{パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$ <p>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。</p> <p>(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</p> <p>(ロ) 当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

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

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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)	翌々日 計画	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	週間計画と同一の時刻の接続対象電力	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	週間計画と同一の時刻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) 週間翌々日計画以前において、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

現 行 (2023年12月27日実施)

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			

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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)	翌々日 計画	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	週間計画と同一の時刻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	週間計画と同一の時刻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				

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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、発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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、発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。</p> <p>(注4) 計画外作業及びおび計画作業の変更分については、発生の都度つど、速やかすみやかに提出していただきます。</p> <p>(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。</p> <p>(注6) 週間翌々日計画以前において、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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

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電力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電力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電力量調整受電電力	30分ごとの需要抑制電力量調整受電電力量
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制電力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需要抑制電力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需要抑制電力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分ごとの需要抑制電力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	—	—	—	—

(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。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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)	翌々日 計画	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電力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電力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電力量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の需要抑制電力量調整受電電力	30分ごとの需要抑制電力量調整受電電力量
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制電力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需要抑制電力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需要抑制電力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	週間計画と同一の時刻の需要抑制電力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分ごとの需要抑制電力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	—	—	—	—	—

(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) 週間翌々日計画以前において、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。

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

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)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ ネオン管灯

2次電圧(ボルト)	コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ 水 銀 灯

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
40以下	20	4.5
60以下	30	7
80以下	40	9
100以下	50	9
125以下	50	9
200以下	75	11
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	350	75

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)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ ネオン管灯

2次電圧(ボルト)	コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ 水 銀 灯

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
40以下	20	4.5
60以下	30	7
80以下	40	9
100以下	50	9
125以下	50	9
200以下	75	11
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	350	75

現 行 (2023年12月27日実施)

(2) 誘 導 電 動 機

イ 個々にコンデンサを取り付ける場合

(i) 単相誘導電動機

電動機定格出力 (キロワット)		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド [*])	使用電圧 100ボルト	50	50	75	75	75	100
	使用電圧 200ボルト	20	20	20	30	30	40

(ii) 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	—	—	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	—	—	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	—	—	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 (マイクロファラッド [*])		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。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

(2) 誘 導 電 動 機

イ 個々にコンデンサを取り付ける場合

(i) 単相誘導電動機

電動機定格出力 (キロワット)		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド [*])	使用電圧 100ボルト	50	50	75	75	75	100
	使用電圧 200ボルト	20	20	20	30	30	40

(ii) 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	—	—	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	—	—	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	—	—	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 (マイクロファラッド [*])		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。

現 行 (2023年12月27日実施)

(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。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

(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。

託送供給等約款別冊標準設計基準 新旧対比表

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p data-bbox="452 488 972 587">託送供給等約款別冊 標準設計基準</p> <p data-bbox="577 842 846 874">2023年12月27日 実施</p> <p data-bbox="452 1257 972 1295">九州電力送配電株式会社</p>	<p data-bbox="1258 488 1778 587">託送供給等約款別冊 標準設計基準</p> <p data-bbox="1326 842 1711 874">20232024年12 4 月27 1 日 実施</p> <p data-bbox="1258 1257 1778 1295">九州電力送配電株式会社</p>

託送供給等約款別冊系統連系技術要件 新旧対比表

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p data-bbox="452 488 972 587">託送供給等約款別冊 系統連系技術要件</p> <p data-bbox="577 842 846 874">2023年12月27日 実施</p> <p data-bbox="443 1254 985 1295">九州電力送配電株式会社</p>	<p data-bbox="1258 488 1778 587">託送供給等約款別冊 系統連系技術要件</p> <p data-bbox="1326 842 1715 874">20232024年12 4 月27 1 日 実施</p> <p data-bbox="1249 1254 1792 1295">九州電力送配電株式会社</p>

現 行 (2023年12月27日実施)		変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)	
託送供給等約款別冊 系統連系技術要件 目 次		託送供給等約款別冊 系統連系技術要件 目 次	
I 総 則	1	I 総 則	1
1 目 的	1	1 目 的	1
2 適用の範囲	1	2 適用の範囲	1
3 協 議	1	3 協 議	1
II 低圧系統連系	3	II 低圧系統連系	3
II-1 発電設備等の連系要件	3	II-1 発電設備等の連系要件	3
4 電 気 方 式	3	4 電 気 方 式	3
5 運転可能周波数	3	5 運転可能周波数	3
6 力 率	4	6 力 率	4
7 高 調 波	4	7 高 調 波	4
8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	4	8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	4
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	5	9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	5
10 不要解列の防止	5	10 不要解列の防止	5
11 保護装置の設置場所	11	11 保護装置の設置場所	11
12 保護リレーの設置相数	11	12 保護リレーの設置相数	11
13 保護装置の設置	11	13 保護装置の設置	11
14 解 列 箇 所	13	14 解 列 箇 所	13
15 接 地 方 式	13	15 接 地 方 式	13
16 直流流出防止変圧器の設置	13	16 直流流出防止変圧器の設置	13
17 電 圧 変 動	14	17 電 圧 変 動	14
18 短 絡 容 量	15	18 短 絡 容 量	15
19 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	15	19 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	15
20 発電設備等の種類	15	20 発電設備等の種類	15
21 発 電 機 諸 元	15	21 発 電 機 諸 元	15
22 フ リ ッ カ	16	22 フ リ ッ カ	16
23 サイバーセキュリティ対策	17	23 サイバーセキュリティ対策	17
II-2 需要設備の連系要件	19	II-2 需要設備の連系要件	19
24 電 気 方 式	19	24 電 気 方 式	19
25 力 率	19	25 力 率	19
26 高 調 波	19	26 高 調 波	19
27 フ リ ッ カ	19	27 フ リ ッ カ	19

現 行 (2023年12月27日実施)		変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)	
Ⅲ 高圧系統連系	20	Ⅲ 高圧系統連系	20
Ⅲ-1 発電設備等の連系要件	20	Ⅲ-1 発電設備等の連系要件	20
28 電気方式	20	28 電気方式	20
29 運転可能周波数	20	29 運転可能周波数	20
30 力 率	21	30 力 率	21
31 高 調 波	21	31 高 調 波	21
32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	21	32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	21
33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	22	33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	22
34 不要解列の防止	22	34 不要解列の防止	22
35 保護装置の設置場所	27	35 保護装置の設置場所	27
36 保護リレーの設置相数	27	36 保護リレーの設置相数	27
37 保護装置の設置	27	37 保護装置の設置	27
38 解 列 箇 所	29	38 解 列 箇 所	29
39 自動負荷制限	30	39 自動負荷制限	30
40 線路無電圧確認装置の設置	30	40 線路無電圧確認装置の設置	30
41 接 地 方 式	31	41 接 地 方 式	31
42 直流流出防止変圧器の設置	31	42 直流流出防止変圧器の設置	31
43 電 圧 変 動	31	43 電 圧 変 動	31
44 短 絡 容 量	33	44 短 絡 容 量	33
45 発電機定数・諸元	33	45 発電機定数・諸元	33
46 昇圧用変圧器	35	46 昇圧用変圧器	35
47 連 絡 体 制	35	47 連 絡 体 制	35
48 バンク逆潮流の制限	36	48 バンク逆潮流の制限	36
49 フ リ ッ カ	36	49 フ リ ッ カ	36
50 サイバーセキュリティ対策	37	50 サイバーセキュリティ対策	37
Ⅲ-2 需要設備の連系要件	39	Ⅲ-2 需要設備の連系要件	39
51 電気方式	39	51 電気方式	39
52 力 率	39	52 力 率	39
53 保護装置の設置	39	53 保護装置の設置	39
54 高 調 波	39	54 高 調 波	39
55 フ リ ッ カ	41	55 フ リ ッ カ	41
		56 電 圧 変 動	41
		57 サイバーセキュリティ対策	41

現 行 (2023年12月27日実施)		変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)	
IV 特別高圧系統連系	42	IV 特別高圧系統連系	42
IV-1 発電設備等の連系要件	42	IV-1 発電設備等の連系要件	42
56 電 気 方 式	42	5658 電 気 方 式	42
57 運転可能周波数・並列時許容周波数	42	5759 運転可能周波数・並列時許容周波数	42
58 力 率	43	5860 力 率	43
59 高 調 波	43	5961 高 調 波	43
60 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	43	6062 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	43
61 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	44	6163 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	44
62 不要解列の防止	44	6264 不要解列の防止	44
63 保護装置の設置	47	6365 保護装置の設置	47
64 再閉路方式	51	6466 再閉路方式	51
65 保護装置の設置場所	51	6567 保護装置の設置場所	51
66 解列箇所	51	6668 解列箇所	51
67 保護リレーの設置相数	52	6769 保護リレーの設置相数	52
68 自動負荷制限・発電抑制	52	6870 自動負荷制限・発電抑制	52
69 線路無電圧確認装置の設置	53	6971 線路無電圧確認装置の設置	53
70 発電機運転制御装置の付加	54	7072 発電機運転制御装置の付加	54
71 中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	56	7173 中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	56
72 直流流出防止変圧器の設置	57	7274 直流流出防止変圧器の設置	57
73 電 圧 変 動	57	7375 電 圧 変 動	57
74 出力変動対策	59	7476 出力変動対策	59
75 短絡・地絡電流対策	60	7577 短絡・地絡電流対策	60
76 発電機定数・諸元	60	7678 発電機定数・諸元	60
77 昇圧用変圧器	63	7779 昇圧用変圧器	63
78 連絡体制	64	7880 連絡体制	64
79 電気現象記録装置	65	7981 電気現象記録装置	65
80 サイバーセキュリティ対策	66	8082 サイバーセキュリティ対策	66
IV-2 需要設備の連系要件	67	IV-2 需要設備の連系要件	67
81 電 気 方 式	67	8183 電 気 方 式	67
82 力 率	67	8284 力 率	67
83 保護装置の設置	67	8385 保護装置の設置	67
84 線路無電圧確認装置の設置	67	8486 線路無電圧確認装置の設置	67
85 連絡体制	68	8587 連絡体制	68
86 高 調 波	68	8688 高 調 波	68
87 フ リ ッ カ	70	8789 フ リ ッ カ	70
88 電 圧 変 動	70	8890 電 圧 変 動	70
		91 サイバーセキュリティ対策	71

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">I 総 則</p> <p>1 目 的</p> <p>この系統連系技術要件は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニまたは(2)ハにもとづき、電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電氣的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって、系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。</p> <p>2 適用の範囲</p> <p>(1) この系統連系技術要件は、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。</p> <p>なお、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、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が必要となる場合等をいいます。）には、この系統連系技術要件を適用いたします。</p> <p>また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この系統連系技術要件を適用いたします。</p> <p>(2) この系統連系技術要件において、契約者とは、事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。</p> <p>3 協 議</p> <p>この系統連系技術要件は、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、この系統連系技術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。</p>	<p style="text-align: center;">I 総 則</p> <p>1 目 的</p> <p>この系統連系技術要件は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニまたは、(2)ハまたは(3)ハにもとづき、電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電氣的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって、系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。</p> <p>2 適用の範囲</p> <p>(1) この系統連系技術要件は、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。</p> <p>なお、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、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が必要となる場合等をいいます。）には、この系統連系技術要件を適用いたします。</p> <p>また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この系統連系技術要件を適用いたします。</p> <p>(2) この系統連系技術要件において、契約者とは、事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。</p> <p>3 協 議</p> <p>この系統連系技術要件は、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、この系統連系技術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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">Ⅱ 低 圧 系 統 連 系</p> <p style="text-align: center;">Ⅱ－１ 発 電 設 備 等 の 連 系 要 件</p> <p>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・３相３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、受電地点のしゃ断器を開放したとき等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</p> <p>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 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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（以下「F R T要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ、それ以外は58.2ヘルツとし、検出時限は自動再開時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒といたします。 (3) 逆変換装置を用いた発電設備等でF R T要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは、(2)の限りではありません。</p> <p>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、受電地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。</p>	<p style="text-align: center;">Ⅱ 低 圧 系 統 連 系</p> <p style="text-align: center;">Ⅱ－１ 発 電 設 備 等 の 連 系 要 件</p> <p>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・３相３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、受電地点のしゃ断器を開放したとき等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</p> <p>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 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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（以下「F R T要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ、それ以外は58.2ヘルツとし、検出時限は自動再開時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒といたします。 (3) 逆変換装置を用いた発電設備等でF R T要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは、(2)の限りではありません。</p> <p>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、受電地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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>7 高 調 波</p> <p>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。</p> <p>また、その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、26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。</p> <p>8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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〔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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。</p> <p>また、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。</p> <p>9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</p> <p>10 不要解列の防止</p> <p>(1) 保 護 協 調</p> <p>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き、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。</p> <p>なお、構内設備の故障に対しては、これにともなう影響を連系する系</p>	<p>7 高 調 波</p> <p>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。</p> <p>また、その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、26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。</p> <p>8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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〔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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。</p> <p>また、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。</p> <p>9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</p> <p>10 不要解列の防止</p> <p>(1) 保 護 協 調</p> <p>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き、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。</p> <p>なお、構内設備の故障に対しては、これにともなう影響を連系する系</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

- 統へ波及させないため、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。
- 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 上位系統事故時等の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、周波数変動等により、発電設備等の一斉解列、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、発電設備等の種別ごとに定められるF R T要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきF R T要件は次のとおりといたします。

発電設備等	電圧低下			周波数変動 (運転継続)	
	残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートブロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60%系統	
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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ・ラップ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ・ラップ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

- 統へ波及させないため、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。
- 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 上位系統事故時等の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、周波数変動等により、発電設備等の一斉解列、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、発電設備等の種別ごとに定められるF R T要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきF R T要件は次のとおりといたします。

発電設備等	電圧低下			周波数変動 (運転継続)	
	残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートブロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60%系統	
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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ・ラップ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ・ラップ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートブロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統
単相	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パーセント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。) 	<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パーセント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パーセント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。) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	燃料電池	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガ ス エ ン ジ ン	<ul style="list-style-type: none"> 単機出力2キロワット未満 単機出力2キロワット以上10キロワット未満* 	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートブロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統
単相	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パーセント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。) 	<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パーセント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パーセント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。) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	燃料電池	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に±1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガ ス エ ン ジ ン	<ul style="list-style-type: none"> 単機出力2キロワット未満 単機出力2キロワット以上10キロワット未満* 	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

発電設備等	電圧低下			周波数変動 (運転継続)	
	残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートブロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統	
単相 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パーセント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パーセント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パーセント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+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	燃料電池 +蓄電池 +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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	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	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

※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) を除きます。

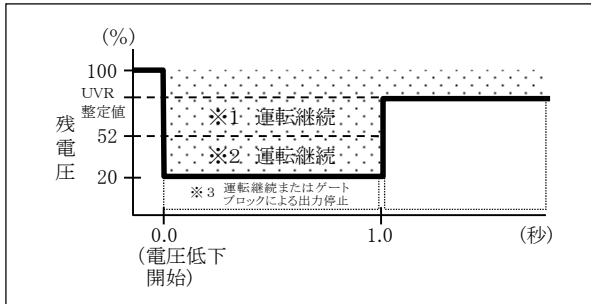
発電設備等	電圧低下			周波数変動 (運転継続)	
	残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートブロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)	60ヘルツ系統	
単相 複数直流入力システム	太陽光 +蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間1.0秒以下 電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御〔構内の負荷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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 	
	燃料電池 +蓄電池 +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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 	
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	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	<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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ 状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ 上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ 	

※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) を除きます。

現 行 (2023年12月27日実施)

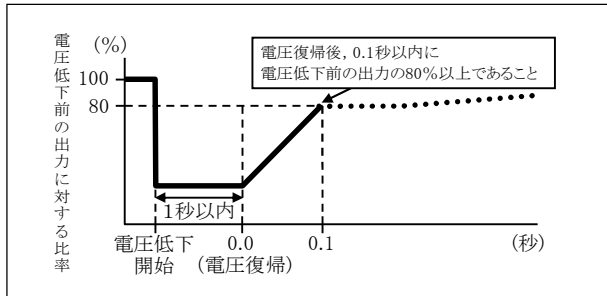
F R T要件のイメージ (太陽光発電設備の例)

電圧低下耐量



- ※1 残電圧が52パーセント以上の場合には電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。
- ※2 残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合には位相変化がないものといたします。
- ※3 位相変化をとみなさない電圧低下時に限ります。(位相変化がある場合は解列可)

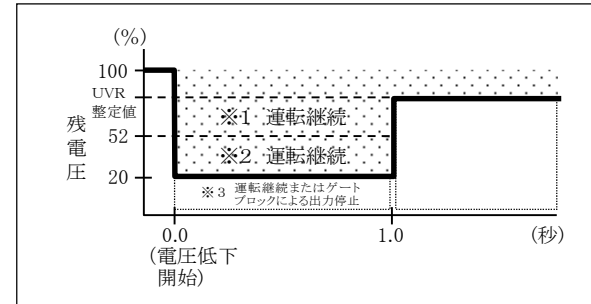
出力復帰動作 (残電圧20パーセント以上の場合)



変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

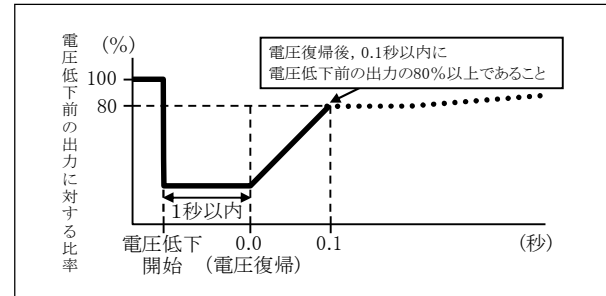
F R T要件のイメージ (太陽光発電設備の例)

電圧低下耐量



- ※1 残電圧が52パーセント以上の場合には電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。
- ※2 残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合には位相変化がないものといたします。
- ※3 位相変化をとみなさない電圧低下時に限ります。(位相変化がある場合は解列可)

出力復帰動作 (残電圧20パーセント以上の場合)

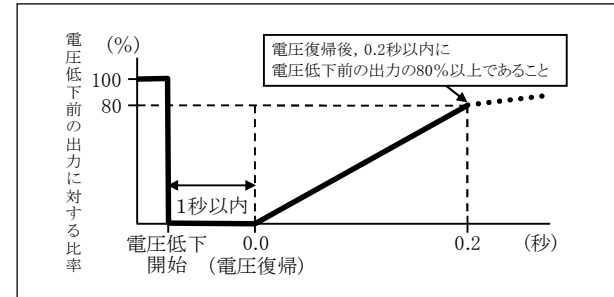
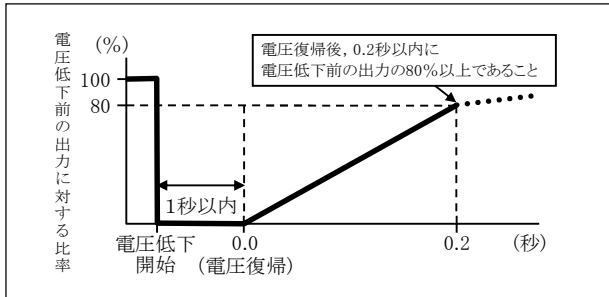


現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

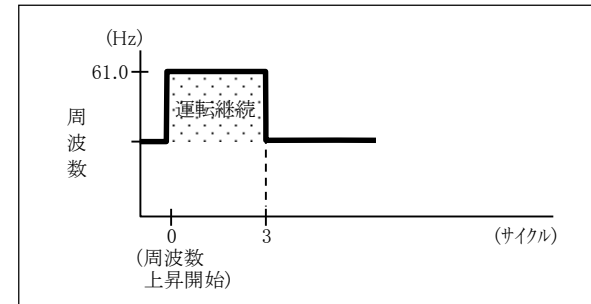
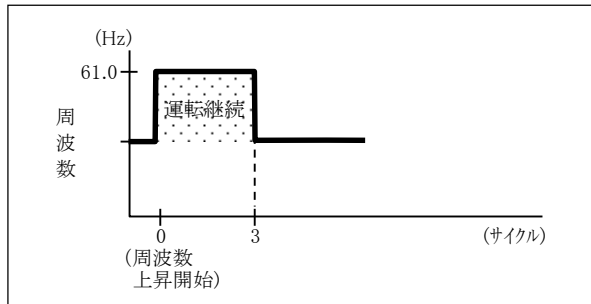
出力復帰動作 (残電圧20パーセント未満の場合)

出力復帰動作 (残電圧20パーセント未満の場合)



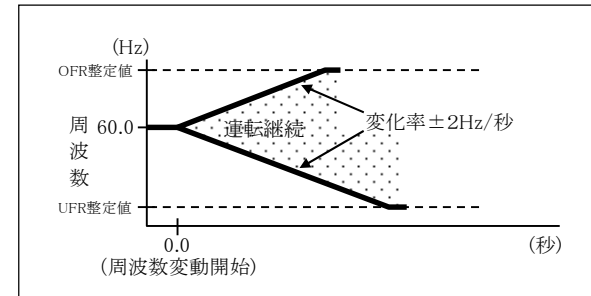
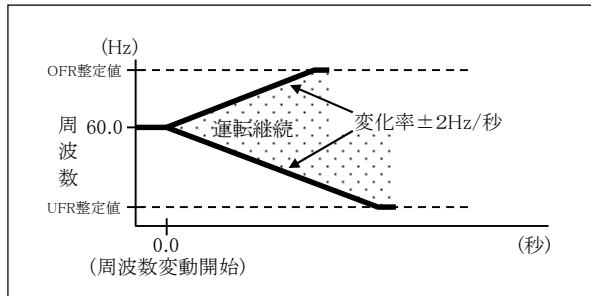
周波数変動耐量 (ステップ上昇)

周波数変動耐量 (ステップ上昇)



周波数変動耐量 (ランプ上昇・下降)

周波数変動耐量 (ランプ上昇・下降)



現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>11 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。</p> <p>12 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させていただきます。</p> <p>(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 3 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。</p> <p>(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、3 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とすること。</p> <p>(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 3 相 3 線式について 1 相に設置すること。</p> <p>(4) 逆充電検出の場合は、次のとおりとすること。 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、3 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、3 相 3 線式では単相負荷がなければ 3 相電力の合計とできることといたします。 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 3 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。</p> <p>13 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、次により保護装置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。</p> <p>(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、これにより代用することができます。</p>	<p>11 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。</p> <p>12 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させていただきます。</p> <p>(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 3 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。</p> <p>(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、3 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とすること。</p> <p>(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 3 相 3 線式について 1 相に設置すること。</p> <p>(4) 逆充電検出の場合は、次のとおりとすること。 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、3 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、3 相 3 線式では単相負荷がなければ 3 相電力の合計とできることといたします。 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 3 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。</p> <p>13 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、次により保護装置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。</p> <p>(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、これにより代用することができます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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および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。 なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。</p> <p>イ 連系する系統のインピーダンス、負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。</p> <p>ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。</p> <p>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。</p> <p>14 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。</p> <p>(1) 機械的な開閉箇所 2 箇所 (2) 機械的な解列箇所 1 箇所および逆変換装置のゲートブロック (3) 発電設備等連絡用しゃ断器</p> <p>15 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。</p> <p>16 直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。この場合、設置する変圧器は、直流出防止専用である必要はありません。 なお、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。</p> <p>(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。</p>	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>(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および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。 なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。</p> <p>イ 連系する系統のインピーダンス、負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。</p> <p>ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。</p> <p>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。</p> <p>14 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。</p> <p>(1) 機械的な開閉箇所 2 箇所 (2) 機械的な解列箇所 1 箇所および逆変換装置のゲートブロック (3) 発電設備等連絡用しゃ断器</p> <p>15 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。</p> <p>16 直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。この場合、設置する変圧器は、直流出防止専用である必要はありません。 なお、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。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>17 電 圧 変 動</p> <p>(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ボルトといたします。）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。</p> <p>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せん。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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，限流リアクトル等を設置すること。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ヘ 発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。</p> <p>18 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しゃ断器のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。</p> <p>19 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 単相3線式の電気方式で連系する場合であって，負荷の不均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</p>	<p>17 電 圧 変 動</p> <p>(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ボルトといたします。）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。</p> <p>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せん。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>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，限流リアクトル等を設置すること。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ヘ 発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。</p> <p>18 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しゃ断器のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。</p> <p>19 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 単相3線式の電気方式で連系する場合であって，負荷の不均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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

20 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。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。

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。

なお、第3者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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, 高調波対策資料	
		電圧フリッカの発生源, 対策設備資料	
	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	
		シーケンスブロック	
	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			
F R T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

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

20 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。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、または逆潮流がある場合で、逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ、他の需要家へ影響を及ぼすおそれがないときに限りま。

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。

なお、第3者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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, 高調波対策資料	
		電圧フリッカの発生源, 対策設備資料	
	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	
		シーケンスブロック	
	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			
F R T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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>ていただくことがあります。</p> <p>22 フリッカ</p> <p>発電設備等を設置する場合で、発電設備等の頻繁な並解列、出力変動または単独運転検出機能（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には、次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。</p> <p>なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。</p> <p>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」といいます。）の設置、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、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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等の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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（新型能動的方式を具備する場合等）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等の対策を行なうこと。</p> <p>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ない範囲で、周波数フィードバックゲイン、無効電力の注入量の上下限值の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし、ソフトウェアの改修ができない場合等で、対策を講じることができないときは、機器取り替え、対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。</p> <p>23 サイバーセキュリティ対策</p>	<p>ていただくことがあります。</p> <p>22 フリッカ</p> <p>発電設備等を設置する場合で、発電設備等の頻繁な並解列、出力変動または単独運転検出機能（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には、次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。</p> <p>なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。</p> <p>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」といいます。）の設置、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、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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等の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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（新型能動的方式を具備する場合等）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等の対策を行なうこと。</p> <p>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ない範囲で、周波数フィードバックゲイン、無効電力の注入量の上下限值の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし、ソフトウェアの改修ができない場合等で、対策を講じることができないときは、機器取り替え、対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。</p> <p>23 サイバーセキュリティ対策</p> <p>自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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、影響範囲の局限化等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。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 外部ネットワークその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確か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。 	<p>なお、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、影響範囲の局限化等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。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 外部ネットワークその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確か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。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">Ⅱ－２ 需要設備の連系要件</p> <p>24 電 気 方 式 需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。</p> <p>25 力 率 (1) 需要場所において、電灯または小型機器を使用する場合の力率は、原則として、90パーセント以上、その他の機器を使用する場合については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らないようにしていただきます。</p> <p>26 高 調 波 系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は、抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。</p> <p>27 フ リ ッ カ 電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。</p>	<p style="text-align: center;">Ⅱ－２ 需要設備の連系要件</p> <p>24 電 気 方 式 需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。</p> <p>25 力 率 (1) 需要場所において、電灯または小型機器を使用する場合の力率は、原則として、90パーセント以上、その他の機器を使用する場合については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らないようにしていただきます。</p> <p>26 高 調 波 系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は、抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。</p> <p>27 フ リ ッ カ 電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">Ⅲ 高 圧 系 統 連 系</p> <p style="text-align: center;">Ⅲ－ 1 発 電 設 備 等 の 連 系 要 件</p> <p>28 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3相3線式）と同一としていただきます。</p> <p>29 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 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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、F R T要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ、それ以外は58.2ヘルツとし、検出時限は自動再開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。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒といたします。 (3) 逆変換装置を用いた発電設備等でF R T要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは、(2)の限りではありません。</p> <p>30 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、受電地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。</p> <p>31 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。</p>	<p style="text-align: center;">Ⅲ 高 圧 系 統 連 系</p> <p style="text-align: center;">Ⅲ－ 1 発 電 設 備 等 の 連 系 要 件</p> <p>28 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3相3線式）と同一としていただきます。</p> <p>29 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 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 (2) 運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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、F R T要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ、それ以外は58.2ヘルツとし、検出時限は自動再開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。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒といたします。 (3) 逆変換装置を用いた発電設備等でF R T要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは、(2)の限りではありません。</p> <p>30 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、受電地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。</p> <p>31 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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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、54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。</p> <p>32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。</p> <p>また、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。</p> <p>33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</p> <p>34 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き、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。</p> <p>なお、構内設備の故障に対しては、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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、54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。</p> <p>32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。</p> <p>また、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。</p> <p>33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</p> <p>34 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き、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。</p> <p>なお、構内設備の故障に対しては、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

- ハ 上位系統事故時等の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、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、発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきFRT要件は次のとおりといたします。

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パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・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	<ul style="list-style-type: none"> 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パーセント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0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒(周波数上限)61.8ヘルツ(周波数下限)57.0ヘルツ
	風力	残電圧0パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・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パーセント以上の出力まで復帰			<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒(周波数上限)61.8ヘルツ(周波数下限)57.0ヘルツ

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

- ハ 上位系統事故時等の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、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、発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきFRT要件は次のとおりといたします。

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パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続または「ゲートロック」による出力停止)	残電圧52パーセント以上・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	<ul style="list-style-type: none"> 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パーセント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0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒(周波数上限)61.8ヘルツ(周波数下限)57.0ヘルツ
	風力	残電圧0パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・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パーセント以上の出力まで復帰			<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒(周波数上限)61.8ヘルツ(周波数下限)57.0ヘルツ

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

発電設備等	電圧低下			周波数変動 (運転継続) 60ヘルツ系統	
	三相短絡を想定		二相短絡を想定		
	残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)		
三 相	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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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。) 	<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パーセント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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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。) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	燃料電池*	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガスタービン (単機出力35キロワット以下)	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

※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きます。

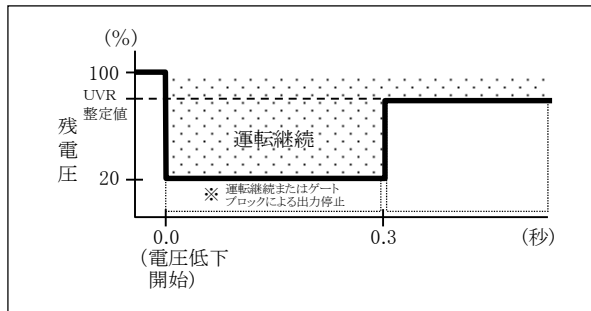
発電設備等	電圧低下			周波数変動 (運転継続) 60ヘルツ系統	
	三相短絡を想定		二相短絡を想定		
	残電圧20パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下 (運転継続)		
三 相	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間0.3秒以下 電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。) 	<ul style="list-style-type: 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パーセント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0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント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。) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	燃料電池*	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガスタービン (単機出力35キロワット以下)	<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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+1.0ヘルツ、3サイクル間継続 ランプ上の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

※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きます。

現 行 (2023年12月27日実施)

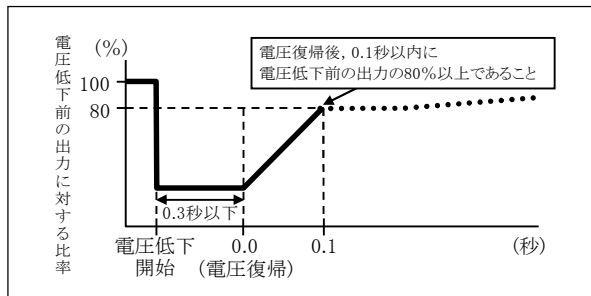
F R T要件のイメージ (太陽光発電設備の例)

電圧低下耐量



※ 三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。

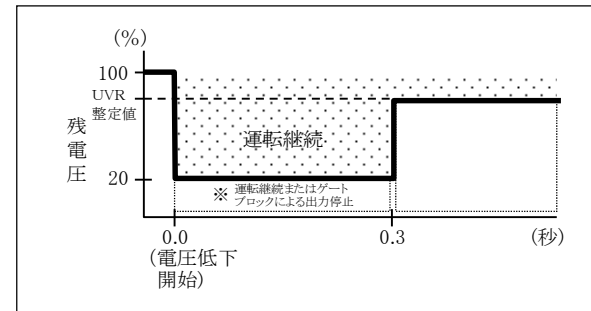
出力復帰動作 (残電圧20パーセント以上の場合)



変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

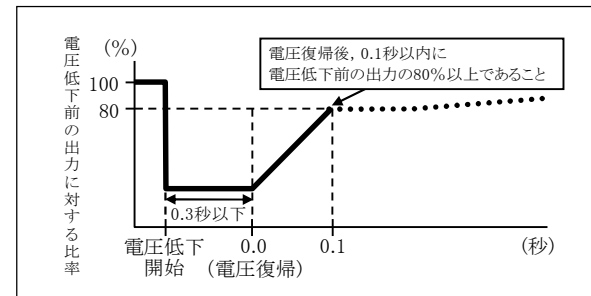
F R T要件のイメージ (太陽光発電設備の例)

電圧低下耐量



※ 三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。

出力復帰動作 (残電圧20パーセント以上の場合)

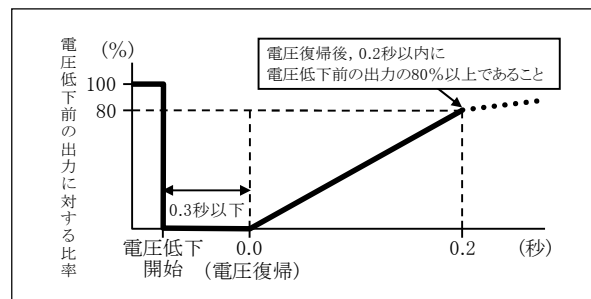
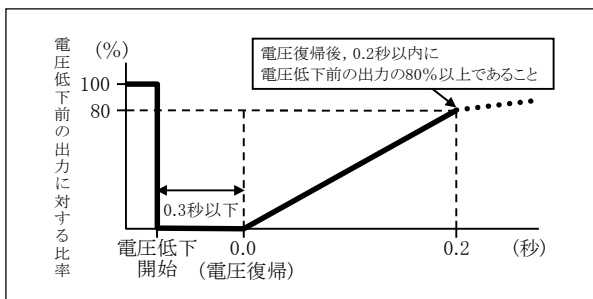


現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

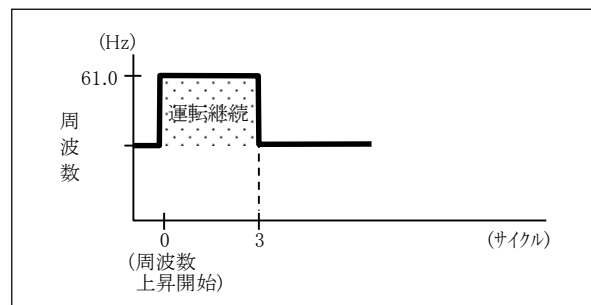
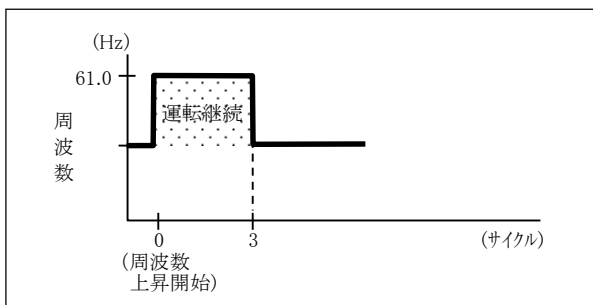
出力復帰動作 (残電圧20パーセント未満の場合)

出力復帰動作 (残電圧20パーセント未満の場合)



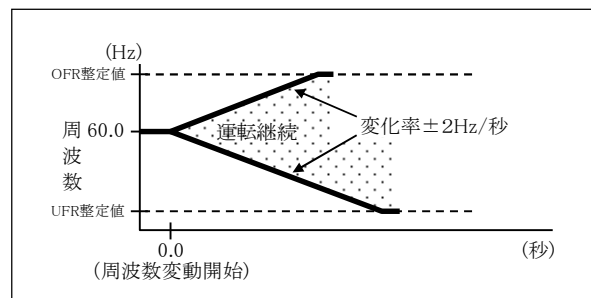
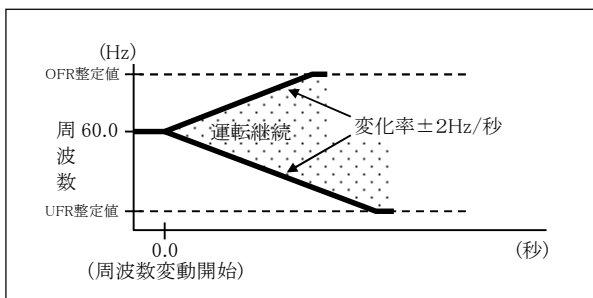
周波数変動耐量 (ステップ上昇)

周波数変動耐量 (ステップ上昇)



周波数変動耐量 (ランプ上昇・下降)

周波数変動耐量 (ランプ上昇・下降)



現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>35 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。</p> <p>36 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させていただきます。</p> <ol style="list-style-type: none"> (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ることといたします。 (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ることといたします。 (5) 不足電力リレーは、2相設置とすること。 <p>37 保護装置の設置</p> <ol style="list-style-type: none"> (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、次に示す保護装置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していただきます。 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していただきます。 (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いたします。 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知できる場合 	<p>35 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。</p> <p>36 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させていただきます。</p> <ol style="list-style-type: none"> (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ることといたします。 (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ることといたします。 (5) 不足電力リレーは、2相設置とすること。 <p>37 保護装置の設置</p> <ol style="list-style-type: none"> (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、次に示す保護装置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していただきます。 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していただきます。 (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いたします。 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知できる場合

現 行（2023年12月27日実施）	変 更 後（2024年 4 月 1 日実施予定）
<p>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つて、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。</p> <p>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つて、その出力容量が10キロワット以下のとき。</p> <p>(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策</p> <p>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、転送しゃ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方式以上を含みます。）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、周波数上昇リレーは省略できるものといたします。</p> <p>なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。</p> <p>イ 連系する系統のインピーダンス、負荷状態等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。</p> <p>ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。</p> <p>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。</p> <p>(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策</p> <p>逆潮流がない場合、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、専用線の場合であつて、逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは、周波数低下リレーを省略できるものといたします。</p> <p>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（受動的および能動的方式のそれぞれ1方式以上を含むものに限ります。）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。</p> <p>また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。</p>	<p>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つて、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。</p> <p>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つて、その出力容量が10キロワット以下のとき。</p> <p>(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策</p> <p>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、転送しゃ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方式以上を含みます。）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、周波数上昇リレーは省略できるものといたします。</p> <p>なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。</p> <p>イ 連系する系統のインピーダンス、負荷状態等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。</p> <p>ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。</p> <p>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。</p> <p>(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策</p> <p>逆潮流がない場合、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、専用線の場合であつて、逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは、周波数低下リレーを省略できるものといたします。</p> <p>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（受動的および能動的方式のそれぞれ1方式以上を含むものに限ります。）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。</p> <p>また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。</p>
<p>38 解 列 箇 所</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(1) 受電用しゃ断器</p> <p>(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置</p> <p>(3) 発電設備等連絡用しゃ断器</p> <p>(4) 母線連絡用しゃ断器</p> <p>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、電氣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しゃ断装置として適用することはできません。</p>	<p>38 解 列 箇 所</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(1) 受電用しゃ断器</p> <p>(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置</p> <p>(3) 発電設備等連絡用しゃ断器</p> <p>(4) 母線連絡用しゃ断器</p> <p>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、電氣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しゃ断装置として適用することはできません。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>39 自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線、配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。</p> <p>40 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開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。</p> <p>(1) 専用線による連系であって、連系する系統の自動再開路を必要としない場合</p> <p>(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合</p> <p>(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ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合</p> <p>(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）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、それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合</p> <p>(5) 逆潮流がない場合で、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、しゃ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とき。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することができます。</p> <p>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ます。</p> <p>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系列目を兼用できます。</p> <p>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系列目を兼用できます。</p> <p>41 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。</p> <p>42 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</p>	<p>39 自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線、配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。</p> <p>40 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開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。</p> <p>(1) 専用線による連系であって、連系する系統の自動再開路を必要としない場合</p> <p>(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合</p> <p>(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ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合</p> <p>(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）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、それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合</p> <p>(5) 逆潮流がない場合で、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、しゃ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とき。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することができます。</p> <p>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ます。</p> <p>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系列目を兼用できます。</p> <p>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系列目を兼用できます。</p> <p>41 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。</p> <p>42 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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1 日実施予定)
<p>変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合、設置する変圧器は、直流出防止専用である必要はありません。</p> <p>なお、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>43 電 圧 変 動</p> <p>(1) 常時電圧変動対策</p> <p>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ボルトといたします。）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、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。</p> <p>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、専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。</p> <p>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。</p> <p>ロ 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には、自動的に電圧を調整すること。</p> <p>(2) 瞬時電圧変動対策</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合、設置する変圧器は、直流出防止専用である必要はありません。</p> <p>なお、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>43 電 圧 変 動</p> <p>(1) 常時電圧変動対策</p> <p>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ボルトといたします。）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、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。</p> <p>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、専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。</p> <p>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。</p> <p>ロ 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には、自動的に電圧を調整すること。</p> <p>(2) 瞬時電圧変動対策</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

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。
 へ 発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制または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。

44 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しゃ断器のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。

45 発電機定数・諸元

- (1) 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。
- (2) 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。
 なお、第3者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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。
 へ 発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制または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発生にともなう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場合ときは、その抑制対策を実施すること。

44 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しゃ断器のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。

45 発電機定数・諸元

- (1) 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。
- (2) 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。
 なお、第3者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

電源種	設備	諸元
共通	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
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力行特性
		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

電源種	設備	諸元
共通	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
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力行特性
		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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>46 昇圧用変圧器 短絡電流抑制対策、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。</p> <p>47 連絡体制 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により、連系用しゃ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、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし、保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。 (1) 専用保安通信用電話設備 (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、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとする。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、その旨が保安規程上明記されていること。</p> <p>48 バック逆潮流の制限 配電用変電所のバッ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・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。</p>	<p>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。</p> <p>46 昇圧用変圧器 短絡電流抑制対策、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。</p> <p>47 連絡体制 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により、連系用しゃ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、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし、保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。 (1) 専用保安通信用電話設備 (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、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとする。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、その旨が保安規程上明記されていること。</p> <p>48 バック逆潮流の制限 配電用変電所のバッ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・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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>49 フ リ ッ カ</p> <p>発電設備等を設置する場合で、発電設備等の頻繁な並解列、出力変動または単独運転検出機能（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には、次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。</p> <p>なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。</p> <p>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、SVCの設置、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、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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等の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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、系統および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ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。</p> <p>なお、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、発電設備等の連系量増加等によって、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、能動信号の変動量および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。</p> <p>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ない範囲で、能動信号の変動量、正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし、ソフトウェアの改修ができない場合等で、対策を講じることができないときには、機器取り替え、対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。</p>	<p>49 フ リ ッ カ</p> <p>発電設備等を設置する場合で、発電設備等の頻繁な並解列、出力変動または単独運転検出機能（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には、次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。</p> <p>なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。</p> <p>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、SVCの設置、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、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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等の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。</p> <p>なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。</p> <p>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、系統および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ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。</p> <p>なお、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、発電設備等の連系量増加等によって、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、能動信号の変動量および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。</p> <p>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ない範囲で、能動信号の変動量、正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし、ソフトウェアの改修ができない場合等で、対策を講じることができないときには、機器取り替え、対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p data-bbox="320 177 629 201">50 サイバーセキュリティ対策</p> <p data-bbox="342 209 1084 296">事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限りません。）は、電気事業法に基づき、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。</p> <p data-bbox="342 403 1084 523">また、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、影響範囲の局限化等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。</p> <ol data-bbox="342 531 1084 683" style="list-style-type: none"> (1) 外部ネットワークその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。 	<p data-bbox="1126 177 1435 201">50 サイバーセキュリティ対策</p> <p data-bbox="1149 209 1890 392">事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限りません。）は、電気事業法に基づき、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。ただし、自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。</p> <p data-bbox="1149 403 1890 523">またなお、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、影響範囲の局限化等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。</p> <ol data-bbox="1149 531 1890 683" style="list-style-type: none"> (1) 外部ネットワークその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。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">Ⅲ－２ 需要設備の連系要件</p> <p>51 電 気 方 式 需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流 3 相 3 線式）と同一としていただきます。</p> <p>52 力 率 (1) 供給地点の力率は、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。 (2) 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。</p> <p>53 保護装置の設置 発電者、需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。</p> <p>54 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。 (1) 対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で、使用する高調波発生機器の容量を6パルス変換器容量に換算し、それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下、この項において「等価容量」といいます。）が50キロボルトアンペアをこえる発電者、需要者または契約者といたします。 なお、上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は、300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また、設備の新增設等により、新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。 (2) 対象者においては、系統に流出する高調波流出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、高調波発生機器ごと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。</p>	<p style="text-align: center;">Ⅲ－２ 需要設備の連系要件</p> <p>51 電 気 方 式 需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流 3 相 3 線式）と同一としていただきます。</p> <p>52 力 率 (1) 供給地点の力率は、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。 (2) 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。</p> <p>53 保護装置の設置 発電者、需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。</p> <p>54 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。 (1) 対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で、使用する高調波発生機器の容量を6パルス変換器容量に換算し、それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下、この項において「等価容量」といいます。）が50キロボルトアンペアをこえる発電者、需要者または契約者といたします。 なお、上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は、300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また、設備の新增設等により、新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。 (2) 対象者においては、系統に流出する高調波流出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、高調波発生機器ごと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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

- ロ 高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものいたします。
- ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。
- ニ 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いたします。
- (3) 系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す契約受電電力1キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力(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。
- (4) (2)の高調波流出電流が、(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、発電者、需要者または契約者において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。

契約電力1キロワットあたりの高調波流出電流の上限値

(単位：ミリアンペア／キロワット)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

55 フ リ ッ カ

電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

(新規追加)

(新規追加)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

- ロ 高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものいたします。
- ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。
- ニ 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いたします。
- (3) 系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す契約受電電力1キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力(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。
- (4) (2)の高調波流出電流が、(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、発電者、需要者または契約者において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。

契約電力1キロワットあたりの高調波流出電流の上限値

(単位：ミリアンペア／キロワット)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

55 フ リ ッ カ

電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

56 電 圧 変 動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう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場合は、その抑制対策を実施していただきます。

57 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物(発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。)に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p style="text-align: center;">IV 特別高圧系統連系</p> <p style="text-align: center;">IV-1 発電設備等の連系要件</p> <p>56 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3相3線式）と同一としていただきます。</p> <p>57 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。 イ 連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ロ 運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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、検出レベルを57.0ヘルツとし、検出時限を自動再開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。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒以上といたします。</p> <p>(2) 並列時許容周波数 系統周波数を適正值に維持するため、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（設定可能範囲は、標準周波数+0.1ヘルツから+1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし、離島等、系統固有の事由等により個別に協議させていただきます場合があります。</p> <p>58 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。 なお、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パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。</p>	<p style="text-align: center;">IV 特別高圧系統連系</p> <p style="text-align: center;">IV-1 発電設備等の連系要件</p> <p>5658 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3相3線式）と同一としていただきます。</p> <p>5759 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。 イ 連続運転可能周波数 58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下 ロ 運転可能周波数 57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2ヘルツでは10分程度以上、57.6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、検出レベルを57.0ヘルツとし、検出時限を自動再開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。ただし、協調が取れる範囲の最大値は、2秒以上といたします。</p> <p>(2) 並列時許容周波数 系統周波数を適正值に維持するため、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（設定可能範囲は、標準周波数+0.1ヘルツから+1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし、離島等、系統固有の事由等により個別に協議させていただきます場合があります。</p> <p>5860 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。 なお、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パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>また、逆潮流がない場合は、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力率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。</p> <p>59 高 調 波</p> <p>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。</p> <p>また、その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、86（高調波）に準じた対策を実施していただきます。</p> <p>60 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。</p> <p>また、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。</p> <p>61 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</p>	<p>また、逆潮流がない場合は、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力率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。</p> <p>5961 高 調 波</p> <p>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。</p> <p>また、その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、8688（高調波）に準じた対策を実施していただきます。</p> <p>6062 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備および蓄電池には、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パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし、ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、逆潮流のある発電設備等のうち、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、燃料貯蔵または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きます。）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。ただし、停止による対応も可能といたします。</p> <p>また、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。</p> <p>6063 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制</p> <p>逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置、その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>62 不要解列の防止</p> <p>(1) 保 護 協 調</p> <p>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・公衆保安の確保等を行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。</p> <p>なお、構内設備の故障に対しては、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。</p> <p>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。</p> <p>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ります。</p> <p>ハ 上位系統事故、連系する系統の事故等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ときには、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ヘ 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しゃ断を回避できる時限で行なうこと。</p> <p>(2) 事故時運転継続</p> <p>系統事故による広範囲の瞬時電圧低下、周波数変動等により、発電設備等の一斉解列、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、発電設備等の種別ごとに定められるF R T要件を満たしていただきます。</p> <p>なお、満たすべきF R T要件は次のとおりといたします。</p>	<p>6264 不要解列の防止</p> <p>(1) 保 護 協 調</p> <p>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・公衆保安の確保等を行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。</p> <p>なお、構内設備の故障に対しては、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、構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。</p> <p>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。</p> <p>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ります。</p> <p>ハ 上位系統事故、連系する系統の事故等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ときには、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>ヘ 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しゃ断を回避できる時限で行なうこと。</p> <p>(2) 事故時運転継続</p> <p>系統事故による広範囲の瞬時電圧低下、周波数変動等により、発電設備等の一斉解列、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、発電設備等の種別ごとに定められるF R T要件を満たしていただきます。</p> <p>なお、満たすべきF R T要件は次のとおりといたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

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パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・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，需要増加等にともない，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。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

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パーセント以上 (運転継続)	残電圧20パーセント未満 (運転継続またはゲートブロックによる出力停止)	残電圧52パーセント以上・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				

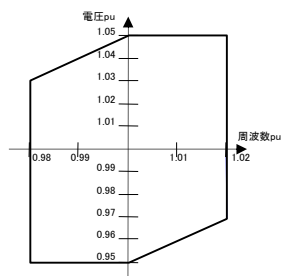
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，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。

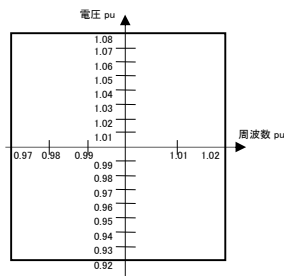
なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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。

同期発電機・誘導発電機

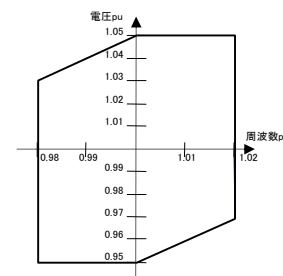


逆変換装置

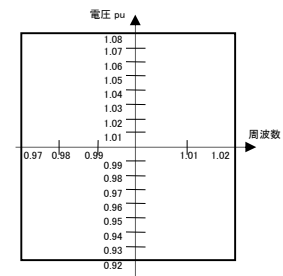


ただし、周波数変動範囲に対しては、57 (運転可能周波数・並列時許容周波数) (1)に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、57.59 (運転可能周波数・並列時許容周波数) (1)に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

63 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、原則として、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。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

(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。

なお、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していただきます。

(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していただきます。

なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。

ロ 地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、原則として、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。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

6365 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、原則として、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。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

(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。

なお、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していただきます。

(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していただきます。

なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。

ロ 地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、原則として、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。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(i) 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。</p> <p>(ii) 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。</p> <p>なお、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。</p> <p>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。</p> <p>a 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</p> <p>b 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</p> <p>c 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</p> <p>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、電力系統の変更等によって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには、発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置していただきます。</p> <p>ハ 保護装置の系列数</p> <p>当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。</p> <p>(i) 保護装置の二系列化</p> <p>(ii) 後備保護との組合せ</p> <p>(3) 単独運転防止対策</p> <p>イ 逆潮流がある場合</p> <p>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しゃ断装置を設置していただきます。この場合、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。ただし、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。</p> <p>なお、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しゃ断装置を設置していただく場合があります。</p> <p>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</p>	<p>(i) 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。</p> <p>(ii) 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。</p> <p>なお、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。</p> <p>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。</p> <p>a 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</p> <p>b 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</p> <p>c 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</p> <p>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、電力系統の変更等によって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには、発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置していただきます。</p> <p>ハ 保護装置の系列数</p> <p>当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。</p> <p>(i) 保護装置の二系列化</p> <p>(ii) 後備保護との組合せ</p> <p>(3) 単独運転防止対策</p> <p>イ 逆潮流がある場合</p> <p>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しゃ断装置を設置していただきます。この場合、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。ただし、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。</p> <p>なお、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しゃ断装置を設置していただく場合があります。</p> <p>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</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>していただきます。</p> <p>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。</p> <p>(4) 事故波及防止対策 系統事故等による発電設備等の脱調、周波数異常、設備過負荷、電圧異常等を防止するため、必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。</p> <p>イ 系統安定化装置 ロ 脱調分離リレー ハ 周波数リレー ニ 過負荷保護リレー ホ 不足電圧リレー ヘ 転送しゃ断装置</p> <p>(5) 構内設備事故対策 構内設備事故対策として、発電者、需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。</p> <p>(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および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ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。</p> <p>イ 遮断器 2サイクル以内 ロ 保護リレー（短絡・地絡事故除去用） 2サイクル以内</p> <p>なお、上記を基本として、中性点直接接地系統以外を含めて、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。</p> <p>64 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ときは、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。</p>	<p>していただきます。</p> <p>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。</p> <p>(4) 事故波及防止対策 系統事故等による発電設備等の脱調、周波数異常、設備過負荷、電圧異常等を防止するため、必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。</p> <p>イ 系統安定化装置 ロ 脱調分離リレー ハ 周波数リレー ニ 過負荷保護リレー ホ 不足電圧リレー ヘ 転送しゃ断装置</p> <p>(5) 構内設備事故対策 構内設備事故対策として、発電者、需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。</p> <p>(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および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ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。</p> <p>イ 遮断器 2サイクル以内 ロ 保護リレー（短絡・地絡事故除去用） 2サイクル以内</p> <p>なお、上記を基本として、中性点直接接地系統以外を含めて、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。</p> <p>6466 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ときは、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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>65 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。</p> <p>66 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。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 受電用しゃ断器 (2) 発電設備等出力端しゃ断器 (3) 発電設備等連絡用しゃ断器 (4) 母線連絡用しゃ断器 <p>また、解列にあたっては、発電設備等を回路から機械的に切り離すことができ、かつ、電氣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しゃ断装置として適用することはできません。</p> <p>ただし、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等をすべてしゃ断していただきます。</p> <p>67 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。</p> <ol style="list-style-type: none"> (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および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、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。 (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、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。 <p>68 自動負荷制限・発電抑制</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 自動負荷制限・発電抑制 イ 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線、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、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、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しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合、発電場所に必要な装置を設置して 	<p>6567 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。</p> <p>6668 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。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 受電用しゃ断器 (2) 発電設備等出力端しゃ断器 (3) 発電設備等連絡用しゃ断器 (4) 母線連絡用しゃ断器 <p>また、解列にあたっては、発電設備等を回路から機械的に切り離すことができ、かつ、電氣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しゃ断装置として適用することはできません。</p> <p>ただし、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等をすべてしゃ断していただきます。</p> <p>6769 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。</p> <ol style="list-style-type: none"> (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および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、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。 (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、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。 <p>6870 自動負荷制限・発電抑制</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 自動負荷制限・発電抑制 イ 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線、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、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、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しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合、発電場所に必要な装置を設置して

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>いただきます。</p> <p>ロ 出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は、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、イは適用いたしません。</p> <p>(2) N - 1 電 制</p> <p>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単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施設する制御装置等（以下「N - 1 電制装置」といいます。）を施設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 電制装置の施設を求めることがあります。この場合、発電者は、正当な理由がない限り、発電場所へのN - 1 電制装置の施設その他N - 1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。</p> <p>69 線路無電圧確認装置の設置</p> <p>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。</p> <p>なお、22,000ボルトの系統に連系する場合は、必要に応じて設置いたします。</p> <p>ただし、逆潮流がない場合であって、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、しゃ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は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合、次のいずれかにより簡素化することができます。</p> <p>(1) 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ます。</p> <p>(2) 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 系列目を兼用できます。</p> <p>(3) 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 系列目を兼用できます。</p> <p>70 発電機運転制御装置の付加</p> <p>(1) 系統安定化、潮流制御のための機能</p> <p>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。</p> <p>なお、設置については個別に協議させていただきます。</p>	<p>いただきます。</p> <p>ロ 出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は、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、イは適用いたしません。</p> <p>(2) N - 1 電 制</p> <p>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単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施設する制御装置等（以下「N - 1 電制装置」といいます。）を施設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 電制装置の施設を求めることがあります。この場合、発電者は、正当な理由がない限り、発電場所へのN - 1 電制装置の施設その他N - 1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。</p> <p>6971 線路無電圧確認装置の設置</p> <p>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。</p> <p>なお、22,000ボルトの系統に連系する場合は、必要に応じて設置いたします。</p> <p>ただし、逆潮流がない場合であって、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、しゃ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は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合、次のいずれかにより簡素化することができます。</p> <p>(1) 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ます。</p> <p>(2) 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 系列目を兼用できます。</p> <p>(3) 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 系列目を兼用できます。</p> <p>7072 発電機運転制御装置の付加</p> <p>(1) 系統安定化、潮流制御のための機能</p> <p>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。</p> <p>なお、設置については個別に協議させていただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>イ PSS (Power System Stabilizer)</p> <p>ロ 超速応励磁自動電圧調整機能</p> <p>(2) 周波数調整のための機能</p> <p>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を除きます。）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。</p> <p>なお、その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。</p> <p>イ ガバナフリー運転</p> <p>タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）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。</p> <p>ロ LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御) 機能</p> <p>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。</p> <p>ハ 周波数変動補償機能</p> <p>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に、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。</p> <p>ニ EDC (Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御) 機能</p> <p>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。</p> <p>ホ 出力低下防止機能</p> <p>100,000キロワット以上の火力発電設備は、周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず、周波数58.8ヘルツ以下については、1.2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こと、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。</p> <p>なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりといたします。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。</p>	<p>イ PSS (Power System Stabilizer)</p> <p>ロ 超速応励磁自動電圧調整機能</p> <p>(2) 周波数調整のための機能</p> <p>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を除きます。）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。</p> <p>なお、その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。</p> <p>イ ガバナフリー運転</p> <p>タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）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。</p> <p>ロ LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御) 機能</p> <p>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。</p> <p>ハ 周波数変動補償機能</p> <p>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に、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。</p> <p>ニ EDC (Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御) 機能</p> <p>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。</p> <p>ホ 出力低下防止機能</p> <p>100,000キロワット以上の火力発電設備は、周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず、周波数58.8ヘルツ以下については、1.2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こと、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。</p> <p>なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりといたします。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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備 (GT) およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備 (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 ^{※7}	
	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 ^{※7}	60秒以内に出力変化開始 ^{※7}
	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

	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備 (GT) およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備 (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 ^{※7}	
	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 ^{※7}	60秒以内に出力変化開始 ^{※7}
	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。定格出力付近等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または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) 処理等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, 発電機解列から並列まで8時間以内で可能なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※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, LFC増/減指令, 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, 周波数調整機能故障, 運転可能出力帯 [バンド] 状態) 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

※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。定格出力付近等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または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) 処理等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, 発電機解列から並列まで8時間以内で可能なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※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, LFC増/減指令, 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, 周波数調整機能故障, 運転可能出力帯 [バンド] 状態) 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

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力 (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。</p> <p>(4) 電圧調整のための機能</p> <p>イ 220,000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。</p> <p>ロ 受電電圧が110,000ボルト以下の発電者の発電機でも、必要により、イと同じ機能を具備していただくことがあります。</p> <p>71 中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施</p> <p>中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。</p> <p>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。</p> <p>(1) 110,000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。</p> <p>(2) 220,000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。</p> <p>72 直流流出防止変圧器の設置</p> <p>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。この場合、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。</p> <p>なお、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>73 電 圧 変 動</p> <p>(1) 常時電圧変動対策</p> <p>発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±1パーセントから2パーセント以内を適正值とし、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。</p>	<p>定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力 (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。</p> <p>(4) 電圧調整のための機能</p> <p>イ 220,000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。</p> <p>ロ 受電電圧が110,000ボルト以下の発電者の発電機でも、必要により、イと同じ機能を具備していただくことがあります。</p> <p>7173 中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施</p> <p>中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。</p> <p>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。</p> <p>(1) 110,000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。</p> <p>(2) 220,000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。</p> <p>7274 直流流出防止変圧器の設置</p> <p>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。この場合、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。</p> <p>なお、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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>7375 電 圧 変 動</p> <p>(1) 常時電圧変動対策</p> <p>発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±1パーセントから2パーセント以内を適正值とし、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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p>なお、22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正值は、その系統に連系されている低圧の需要において101±6ボルトまたは202±20ボルトといたします。</p> <p>(2) 瞬時電圧変動対策</p> <p>発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対して、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。</p> <p>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。</p> <p>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を用いること。</p> <p>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、限流リアクトル等を設置すること。</p> <p>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していただきます。</p> <p>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を用いること。</p> <p>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いたします。）を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。</p> <p>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ていただきます。</p> <p>ヘ 発電設備等の出力変動または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または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または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。</p> <p>なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。</p> <p>(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、SVCの設置、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。</p> <p>(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等を設置すること。</p> <p>(3) そ の 他</p> <p>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</p>	<p>なお、22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正值は、その系統に連系されている低圧の需要において101±6ボルトまたは202±20ボルトといたします。</p> <p>(2) 瞬時電圧変動対策</p> <p>発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対して、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。</p> <p>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。</p> <p>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を用いること。</p> <p>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、限流リアクトル等を設置すること。</p> <p>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していただきます。</p> <p>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を用いること。</p> <p>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いたします。）を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。</p> <p>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ていただきます。</p> <p>ヘ 発電設備等の出力変動または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または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または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。</p> <p>なお、電圧フリッカ対策要否の判定基準例は、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）に維持することといたします。</p> <p>(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、SVCの設置、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。</p> <p>(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等を設置すること。</p> <p>(3) そ の 他</p> <p>連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にもなうによる瞬時電圧低</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>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。</p> <p>74 出力変動対策</p> <p>再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）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。</p> <p>(1) 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。</p> <p>なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については、対策を別途協議することといたします。</p> <p>(2) 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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 系統周波数が上昇し適正値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。</p> <p>なお、調定率は、2パーセントから5パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。</p> <p>75 短絡・地絡電流対策</p> <p>発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。</p> <p>76 発電機定数・諸元</p> <p>(1) 連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策、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。</p> <p>(2) 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。</p>	<p>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場合は、その抑制対策を実施していただきます。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。</p> <p>7476 出力変動対策</p> <p>再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）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。</p> <p>(1) 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。</p> <p>なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については、対策を別途協議することといたします。</p> <p>(2) 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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 系統周波数が上昇し適正値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。</p> <p>なお、調定率は、2パーセントから5パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。</p> <p>7577 短絡・地絡電流対策</p> <p>発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ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（限流リアクトル等）を設置していただきます。</p> <p>7678 発電機定数・諸元</p> <p>(1) 連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策、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。</p> <p>(2) 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

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, 高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源, 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 (タップ電圧ごと, 変圧器定格容量ベース)
		励磁特性曲線
		制御方式, 整定値

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, 高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源, 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 (タップ電圧ごと, 変圧器定格容量ベース)
		励磁特性曲線
		制御方式, 整定値

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)

電源種	設備	諸元
共通	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
		送電線再開路方式
	記録	電気現象記録装置
	誘導機	発電プラント
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		

電源種	設備	諸元
共通	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
		送電線再開路方式
	記録	電気現象記録装置
	誘導機	発電プラント
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		

現 行 (2023年12月27日実施)			変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)		
電源種	設備	諸元	電源種	設備	諸元
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)	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		各種短絡時定数・開路時定数	
		慣性定数 (発電機+タービン)		慣性定数 (発電機+タービン)	
		制動巻線の有無		制動巻線の有無	
		飽和特性		飽和特性	
		可能出力曲線		可能出力曲線	
		発電機軸モデル		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)		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)		並解列所要時間 (平常時, 事故時)	
		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)	制御装置
	LFC・発電機出力制御ブロック		LFC・発電機出力制御ブロック		
	EDC変化速度 (出力ごと)		EDC変化速度 (出力ごと)		
	LFC幅・変化速度 (出力ごと)		LFC幅・変化速度 (出力ごと)		
	出力キープタイム (出力ごと, 上げ下げ)		出力キープタイム (出力ごと, 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)		励磁系ブロック (AVR, PSS, PSVR)		
	FRT要件の適用有無		FRT要件の適用有無		
	過励磁保護59V/Fブロック		過励磁保護59V/Fブロック		
	OEL, UELブロック		OEL, UELブロック		

現 行 (2023年12月27日実施)

変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)

電源種	設備	諸元
水力	発電プラント 制御装置	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 (キロワット/{立方メートル/ 秒})
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
		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)
		F R T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
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお, 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。

電源種	設備	諸元
水力	発電プラント 制御装置	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 (キロワット/{立方メートル/ 秒})
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
		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)
		F R T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
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお, 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。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>77 昇圧用変圧器</p> <p>連系系統および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。</p> <p>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）等を指定させていただく場合があります。</p> <p>78 連絡体制</p> <p>(1) 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により、連系用しゃ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、発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ確か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、当社と発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、22,000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。</p> <p>イ 専用保安通信用電話設備</p> <p>ロ 電気通信事業者の専用回線電話</p> <p>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</p> <p>(イ) 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約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いたします。）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。</p> <p>(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。</p> <p>(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。</p> <p>(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。</p> <p>また、その旨が保安規程上明記されていること。</p> <p>(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社と発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に、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といたします。</p>	<p>7779 昇圧用変圧器</p> <p>連系系統および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。</p> <p>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）等を指定させていただく場合があります。</p> <p>7880 連絡体制</p> <p>(1) 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により、連系用しゃ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、発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ確か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、当社と発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約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、22,000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。</p> <p>イ 専用保安通信用電話設備</p> <p>ロ 電気通信事業者の専用回線電話</p> <p>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</p> <p>(イ) 発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約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いたします。）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。</p> <p>(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。</p> <p>(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。</p> <p>(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。</p> <p>また、その旨が保安規程上明記されていること。</p> <p>(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社と発電者、発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に、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といたします。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※ ¹
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※ ²

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※ ³
	発電最大能力値※ ⁴ （風力発電設備の場合）

- ※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台ごとに設置していただきます。
- ※2 電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。
- ※3 ナセルで計測する風向・風速
- ※4 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いたします。）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

79 電気現象記録装置

発電機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、電力等の計測値を連続的に記録し、当社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を含みます。）を設置していただくことがあります。

80 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ります。）は、電気事業法に基づき、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。

なお、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、影響範囲の局限化等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。

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※ ¹
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※ ²

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※ ³
	発電最大能力値※ ⁴ （風力発電設備の場合）

- ※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台ごとに設置していただきます。
- ※2 電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。
- ※3 ナセルで計測する風向・風速
- ※4 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いたします。）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

7981 電気現象記録装置

発電機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、電力等の計測値を連続的に記録し、当社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を含みます。）を設置していただくことがあります。

8082 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ります。）は、電気事業法に基づき、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。ただし、自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお、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、影響範囲の局限化等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。

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>(1) 外部ネットワークその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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>	<p>(1) 外部ネットワークその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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4月 1日実施予定)
<p style="text-align: center;">IV-2 需要設備の連系要件</p> <p>81 電 気 方 式 需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流3相3線式）と同一としていただきます。</p> <p>82 力 率 (1) 供給地点の力率は、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。 (2) 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。</p> <p>83 保護装置の設置 (1) 発電者、需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。 (2) 連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合、接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。</p> <p>84 線路無電圧確認装置の設置 69（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。</p> <p>85 連 絡 体 制 (1) 当社との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし、22,000ボルトの系統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るものといたします。 イ 電力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、需要者または契約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、直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし、変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとする。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）とするこ</p>	<p style="text-align: center;">IV-2 需要設備の連系要件</p> <p>8183 電 気 方 式 需要設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流3相3線式）と同一としていただきます。</p> <p>8284 力 率 (1) 供給地点の力率は、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。 (2) 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。</p> <p>8385 保護装置の設置 (1) 発電者、需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。 (2) 連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合、接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。</p> <p>8486 線路無電圧確認装置の設置 6971（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。</p> <p>8587 連 絡 体 制 (1) 当社との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし、22,000ボルトの系統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るものといたします。 イ 電力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、需要者または契約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、直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし、変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとする。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）とするこ</p>

現 行 (2023年12月27日実施)	変 更 後 (2024年 4 月 1 日実施予定)
<p>と。</p> <p>(v) 停電時においても通話可能なものであること。</p> <p>(2) 当社との間に、系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態、有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン、テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。</p> <p>86 高 調 波</p> <p>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。</p> <p>(1) 対象となる発電者、需要者または契約者</p> <p>イ 対象となる発電者、需要者または契約者は、次のいずれかに該当する発電者、需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。</p> <p>(i) 22,000ボルトの系統から受電する発電者、需要者または契約者であって、その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下、この項において「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発電者、需要者または契約者</p> <p>(ii) 66,000ボルト以上の系統から受電する発電者、需要者または契約者であって、等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者、需要者または契約者</p> <p>ロ 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・電子機器以外の機器といたします。</p> <p>ハ 対象者が、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。</p> <p>なお、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対象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。</p> <p>(2) 高調波流出電流の算出</p> <p>対象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。</p> <p>イ 高調波流出電流は、高調波発生機器ごと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。</p> <p>ロ 高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものといたします。</p> <p>ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。</p> <p>ニ 対象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。</p> <p>(3) 高調波流出電流の上限値</p>	<p>と。</p> <p>(v) 停電時においても通話可能なものであること。</p> <p>(2) 当社との間に、系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態、有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン、テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。</p> <p>8688 高 調 波</p> <p>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。</p> <p>(1) 対象となる発電者、需要者または契約者</p> <p>イ 対象となる発電者、需要者または契約者は、次のいずれかに該当する発電者、需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。</p> <p>(i) 22,000ボルトの系統から受電する発電者、需要者または契約者であって、その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下、この項において「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発電者、需要者または契約者</p> <p>(ii) 66,000ボルト以上の系統から受電する発電者、需要者または契約者であって、等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者、需要者または契約者</p> <p>ロ 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・電子機器以外の機器といたします。</p> <p>ハ 対象者が、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。</p> <p>なお、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対象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。</p> <p>(2) 高調波流出電流の算出</p> <p>対象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。</p> <p>イ 高調波流出電流は、高調波発生機器ごと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。</p> <p>ロ 高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものといたします。</p> <p>ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。</p> <p>ニ 対象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。</p> <p>(3) 高調波流出電流の上限値</p>

現 行 (2023年12月27日実施)

対象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、高調波の次数ごとに、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対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は、(2)の高調波流出電流が、(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講じていただきます。

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

(単位：ミリアンペア／キロワット)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

87 フリッカ

電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

88 電圧変動

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう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。

(新規追加)

変 更 後 (2024年4月1日実施予定)

対象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、高調波の次数ごとに、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対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は、(2)の高調波流出電流が、(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講じていただきます。

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

(単位：ミリアンペア／キロワット)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

8789 フリッカ

電気炉、溶接機等の特殊負荷等により、系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は、負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

8890 電圧変動

連系受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう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~~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場合は、その抑制対策を実施していただきます。

91 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは、自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

**3 電気事業法施行規則第17条の4第1項
の規定により提出した書類の写し**



託送供給等に係る収入の見通しの
変更承認申請書

2023年9月29日

九州電力送配電株式会社

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

企総託第4号

2023年9月29日

経済産業大臣 西村 康稔 殿

福岡市中央区渡辺通二丁目1番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長 廣 渡 健

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第17条の2第4項の規定により申請します。

変 更 の 内 容	別紙のとおりであります。
変 更 年 月 日	2024年4月1日

別 紙

電気事業法施行規則第17条の4第1項の規定に基づく添付書類

- 1 変更を必要とする理由
- 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の規定に基づいて作成した書類

(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

1 変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

第1 規制期間における託送供給等に係る収入の見通し（以下、収入の見通し）の申請・承認時点（2022年12月）では実績が確定していなかったことにより織り込むことができなかつた2022年度のインバランス収支（追加供給力公募費用を含む）や最終保障供給に係る損益について実績が確定したこと、第62回電力・ガス基本政策小委員会において容量拠出金の負担見直しに係る託送負担のあり方が議論されたことなどに加えて、直近で承認を受けた収入の見通しにおける制御不能費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じたことを踏まえ、収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第17条の2第4項の規定に基づき、ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

- 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の規定に基づいて作成した書類

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	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
給料手当振替額(貸方)	▲ 660,009	▲ 678,984	▲ 671,038	▲ 666,742	▲ 663,647	▲ 3,340,420	▲ 668,084	▲表示で記載
退職給付金※1	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	
厚生費	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	
委託検針費	1,199,288	832,682	811,789	807,668	803,547	4,454,974	890,995	
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	
雑給(人件費計)	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	
修繕費※2	3,553,183	3,568,130	3,450,780	3,422,863	3,405,890	17,400,846	3,480,169	
研究費	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	
消耗品費	876,815	893,577	871,215	876,391	867,270	4,385,268	877,054	
損害保険料	5,525	5,973	5,943	6,394	6,359	30,194	6,039	
養成費	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 443,231	▲ 319,174	▲ 416,790	▲ 422,822	▲ 446,204	▲ 2,048,221	▲ 409,644	▲表示で記載
附属事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,618	▲ 3,747	▲ 3,871	▲ 3,521	▲ 3,488	▲ 18,245	▲ 3,649	▲表示で記載
委託費※3	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,990,504	61,986,101	
普及開発関係費	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
諸費※4	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	
電気事業雑収益※5	▲ 536,879	▲ 528,509	▲ 438,157	▲ 435,932	▲ 433,708	▲ 2,373,185	▲ 474,637	▲表示で記載
第1区分費用計	122,082,938	118,191,986	115,904,210	113,520,233	112,583,498	582,282,865	116,456,573	
修繕費※6	41,973,495	41,247,819	39,175,012	37,063,322	36,610,155	196,069,803	39,213,961	
委託費※7	12,137,730	7,917,857	5,984,463	4,728,312	5,360,493	36,128,855	7,225,771	
諸費※8	1,365	1,346	1,327	1,308	1,183	6,529	1,306	
減価償却費※9	2,959,626	9,338,951	14,994,720	20,618,296	26,114,593	74,026,186	14,805,237	
固定資産除却税※10	0	1,251,377	2,751,608	4,231,779	5,252,927	13,487,691	2,697,538	
第2区分費用計	57,072,216	59,757,350	62,907,130	66,643,017	73,339,351	319,719,064	63,943,813	
世代投資費用	5,287,625	8,937,170	12,375,434	21,734,683	22,777,163	71,112,075	14,222,415	
修繕費※11	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	
委託費※12	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	
固定資産除却費	18,671,906	17,540,651	19,499,483	19,515,115	18,072,290	93,299,445	18,659,889	
貸借料※13	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	
託送料※14	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
他社間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	
一般送配電事業に係る電力料※15	220,940	219,829	218,719	217,609	216,499	1,093,596	218,719	
需給調整市場手数料※16	137,058	303,444	303,444	303,444	303,444	1,350,834	270,167	
電力費振替勘定(貸方)	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 4,405	▲ 881	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	
廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る費用※17	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
離島等供給に係る収益※18	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載
自社アンシラリーサービス費	349,703	763,073	973,179	76,440	0	2,162,395	432,479	
第3区分費用計	94,486,632	93,023,226	95,268,126	92,561,495	92,189,342	467,528,821	93,505,764	
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
託送収益※19	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載
電気事業雑収益※20	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
預金利息	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計	▲ 17,324,001	▲ 17,121,280	▲ 17,514,787	▲ 17,115,761	▲ 17,150,206	▲ 86,226,035	▲ 17,245,207	
減価償却費※21	72,809,127	71,023,495	67,403,076	64,773,728	57,944,226	333,953,652	66,790,730	
退職給付金※22	▲ 97,099	▲ 825,868	▲ 1,772,462	▲ 86,984	0	▲ 2,782,413	▲ 556,483	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理に係る費用	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	881,117	
貸借料※23	10,650,576	10,650,570	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,252,817	10,650,563	
諸費※24	1,436,833	1,431,023	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,159,595	1,431,919	
貸倒損	41,107	41,107	41,107	41,107	41,107	205,535	41,107	貸方場合は▲表示で記載
振替損失調整額	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 338,810	▲ 67,762	
インバランス収支過不足額※25	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方場合は▲表示で記載
電源開発促進税	30,867,750	30,726,375	30,663,750	30,592,500	30,602,250	153,452,625	30,690,525	
事業雑税	6,093,055	6,255,415	6,344,579	6,470,009	6,447,533	31,610,591	6,322,118	
雑税	314,312	314,312	314,312	314,312	314,313	1,571,561	314,312	
法人税等	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	30,779,695	6,155,939	
賠償負担金相当金	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	30,470,960	6,094,192	
廃炉円滑化負担金相当金	6,344,189	6,344,189	6,238,252	5,708,566	5,708,566	30,343,762	6,068,752	
固定資産税※26	22,150,469	21,206,384	20,152,398	19,202,192	18,282,779	100,994,222	20,198,844	
調整力の確保に要する費用※27	▲ 144,606	13,555,732	15,114,169	12,677,572	13,455,082	54,657,949	10,931,590	貸方場合は▲表示で記載
再給電に要する費用※28	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計	167,905,985	178,160,998	174,018,804	169,210,285	161,461,361	850,757,433	170,151,487	

託送料 ※29	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426
補償費	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844
事業者間精算費	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401
調整力の確保に要する費用 ※31	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149
発電抑制に要する費用 ※32	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392
事後検証費用	31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227
事業者報酬	26,994,639	27,545,870	27,967,895	28,325,367	28,635,932	139,469,703	27,893,941
追加事業報酬	67,727	62,467	57,638	53,217	49,147	290,196	58,039
収入の見通し計	488,067,986	500,125,881	506,967,451	507,116,801	506,077,137	2,508,355,256	501,671,051

(記載注意)

- ※1：第6条に規定するものを除く。
 ※2：発電等設備、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。
 ※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（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第4条第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（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第4条第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。
 ※15：一般送配電事業者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：接続供給託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日時点で発生している敷理計算上の差異に対する償却額に限る。
 ※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、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。
 ※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る。
 ※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。
 ※27：法第28条の4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。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等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等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の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のに要する費用、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のに要する費用（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（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（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行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う一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の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単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。

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	345,753	407,116	345,501	137,240	150,254	1,385,864	277,173	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
給料手当	51,284,314	52,116,926	50,224,348	44,892,914	44,388,763	242,907,265	48,581,453	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
給料手当振替額（貸方）	▲763,959	▲692,302	▲1,086,144	▲1,048,026	▲987,925	▲4,578,356	▲915,671	▲660,009	▲678,984	▲671,038	▲666,742	▲663,647	▲3,340,420	▲668,084	▲表示で記載
退職給与金※1	3,703,344	4,896,599	4,812,376	4,077,579	3,729,078	21,218,976	4,243,795	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	
厚生費	10,116,875	10,056,102	9,768,032	8,978,050	9,197,546	48,116,605	9,623,321	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	
委託検針費	4,098,951	3,354,741	3,013,928	2,623,449	2,106,306	15,197,375	3,039,475	1,199,288	832,682	811,789	807,668	803,547	4,454,974	890,995	
委託集金費	831,226	826,667	768,380	0	0	2,426,273	485,255	0	0	0	0	0	0	0	
雑給	227,361	257,737	312,955	211,131	323,729	1,332,913	266,583	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	
修繕費※2	4,000,519	3,562,434	3,517,108	3,739,209	3,542,917	18,362,187	3,672,437	3,553,183	3,568,130	3,450,780	3,422,863	3,405,890	17,400,846	3,480,169	
研究費	1,323,096	1,588,997	1,409,212	1,136,593	1,084,532	6,542,430	1,308,486	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	
消耗品費	1,455,985	1,388,449	1,397,075	1,446,860	1,504,395	7,192,764	1,438,553	876,815	893,577	871,215	876,391	867,270	4,385,268	877,054	
損害保険料	2,439	2,386	5,802	28,063	27,284	65,974	13,195	5,525	5,973	5,943	6,394	6,359	30,194	6,039	
養成費	233,498	296,966	228,009	118,233	166,341	1,043,047	208,609	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲637,228	▲627,972	▲928,791	▲198,997	▲178,916	▲2,571,904	▲514,381	▲443,231	▲319,174	▲416,790	▲422,822	▲446,204	▲2,048,221	▲409,644	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲65,638	▲96,382	▲95,609	▲4,745	▲1,199	▲263,573	▲52,715	▲3,618	▲3,747	▲3,871	▲3,521	▲3,488	▲18,245	▲3,649	▲表示で記載
委託費※3	24,904,319	26,975,136	26,874,048	53,602,714	52,383,456	184,739,673	36,947,935	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	
普及開発関係費	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
諸費※4	12,548,296	10,099,437	9,923,785	10,504,795	13,479,912	56,556,225	11,311,245	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	
電気事業雑収益※5	0	0	0	▲785,503	▲799,613	▲1,585,116	▲317,023	▲536,879	▲528,509	▲438,157	▲435,932	▲433,708	▲2,373,185	▲474,637	▲表示で記載
第1区分費用計	113,618,784	114,423,129	110,498,187	129,532,292	130,195,876	598,268,268	119,653,654	122,082,938	118,191,986	115,904,210	113,520,233	112,583,498	582,282,865	116,456,573	

（記載注意）

※1：第6条に規定するものを除く。

※2：発電等設備、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	345,753	407,116	345,501	137,240	150,254	1,385,864	277,173	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619		
社内取締役	役員数 (人)	8	7	7	3	3	28	6	3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額 (千円/人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社外取締役	役員数 (人)	1	1	1	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	
	1人あたり平均報酬額 (千円/人)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社内監査役	役員数 (人)	2	1	2	1	1	7	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	1	1	8	2	1	1	1	1	1	5	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	32,492,275	33,580,860	32,958,526	27,508,726	27,181,938	153,722,325	30,744,465	19,435,709	19,315,200	19,104,503	18,968,229	18,871,893	95,695,534	19,139,107	
基準外賃金	6,366,575	6,057,100	5,315,890	5,047,470	4,623,694	27,410,729	5,482,146	3,321,243	3,297,599	3,257,585	3,234,045	3,217,621	16,328,093	3,265,619	
諸給与金	15,043,140	15,162,316	14,651,525	13,086,474	13,201,962	71,145,417	14,229,083	8,157,216	9,172,470	9,053,454	9,012,484	8,980,058	44,375,682	8,875,136	
控除口 (貸方)	▲ 2,617,676	▲ 2,683,350	▲ 2,701,593	▲ 744,260	▲ 617,266	▲ 9,364,145	▲ 1,872,829	▲ 591,660	▲ 589,693	▲ 586,514	▲ 583,497	▲ 580,534	▲ 2,931,898	▲ 586,380	
附帯事業振替額	0	0	0	▲ 5,496	▲ 1,565	▲ 7,061	▲ 1,412	0	0	0	0	0	0	0	
合計	51,284,314	52,116,926	50,224,348	44,892,914	44,388,763	242,907,265	48,581,453	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
平均経費人員 (人)	6,414	6,457	6,351	5,348	5,345	29,915	5,983	3,929	3,916	3,892	3,884	3,884	19,505	3,901	
平均基準賃金 (千円/月)	422	433	432	429	424	2,140	428	412	411	409	407	405	2,044	409	

[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	3,454,129	4,596,431	4,564,629	3,165,113	2,792,129	18,572,431	3,714,486	2,665,328	2,584,862	2,166,968	2,562,686	2,539,352	12,519,196	2,503,839	
実払額	82,659	109,801	147,254	110,231	111,304	561,249	112,250	106,650	104,257	88,185	105,185	104,867	509,144	101,829	
年金保険料	166,556	190,367	100,493	802,235	825,645	2,085,296	417,059	▲ 232,980	▲ 191,705	▲ 129,797	▲ 94,232	▲ 30,048	▲ 678,762	▲ 135,752	
合計	3,703,344	4,896,599	4,812,376	4,077,579	3,729,078	21,218,976	4,243,795	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	

[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						2,884,900	2,788,799		2,636,504
	介護保険料	273,824	292,335	309,828	320,990	322,197	1,519,174	303,835	219,886	218,089	215,684	214,133	213,040	1,080,832	216,166	
	労災保険料	117,877	107,986	103,968	114,740	152,761	597,332	119,466	96,857	96,066	95,006	94,323	93,842	476,094	95,219	
	雇用保険料	334,552	303,685	339,900	266,306	273,693	1,518,136	303,627	192,432	190,860	188,754	187,398	186,442	945,886	189,177	
	厚生年金保険料	4,452,844	4,421,252	4,279,859	3,927,636	3,936,482	21,018,073	4,203,615	2,804,659	2,781,731	2,751,050	2,731,285	2,717,349	13,786,074	2,757,215	
	労災補償費	81	69	84	22	217	473	95	115	115	114	114	113	571	114	
	健康診断費	136,189	135,826	134,885	148,738	147,741	703,379	140,676	102,654	101,785	100,622	99,896	99,386	504,343	100,869	
	子ども・子育て拠出金	115,725	140,407	161,975	155,404	154,880	728,391	145,678	110,348	109,445	108,238	107,460	106,912	542,403	108,481	
	その他	▲ 13,347	▲ 17,110	▲ 15,817	▲ 1,624	▲ 228	▲ 48,126	▲ 9,625	▲ 191	▲ 189	▲ 188	▲ 186	▲ 185	▲ 939	▲ 188	
	計	8,302,645	8,173,249	7,951,186	7,275,908	7,319,582	39,022,570	7,804,514	5,184,580	5,142,169	5,085,410	5,048,869	5,023,107	25,484,135	5,096,827	
一般厚生費	安全管理費	26,690	37,787	25,838	30,029	35,156	155,500	31,100	23,016	22,821	22,560	22,397	22,282	113,076	22,615	
	衛生管理費	63,425	61,639	71,341	76,026	80,462	352,893	70,579	55,249	54,780	54,153	53,762	53,488	271,432	54,286	
	福利事業費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	厚生施設運営費	499,602	505,937	490,761	511,203	512,185	2,519,688	503,938	361,310	358,247	354,143	351,582	349,788	1,775,070	355,014	
	文化体育費	0	12,065	8,792	2,954	2,218	26,029	5,206	18,236	18,081	17,873	17,745	17,655	89,590	17,918	
	慶弔費	7,025	12,474	10,793	12,684	8,620	51,596	10,319	7,524	7,460	7,375	7,321	7,283	36,963	7,393	
	その他	1,217,488	1,252,951	1,209,321	1,069,246	1,239,323	5,988,329	1,197,666	780,462	773,844	764,980	759,449	755,575	3,834,310	766,862	
	計	1,814,230	1,882,853	1,816,846	1,702,142	1,877,964	9,094,035	1,818,807	1,245,797	1,235,233	1,221,084	1,212,256	1,206,071	6,120,441	1,224,088	
合計		10,116,875	10,056,102	9,768,032	8,978,050	9,197,546	48,116,605	9,623,321	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	

[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						78,289	68,549		100,637
	その他	794	320	270	0	0	1,384	277	0	0	0	0	0	0	0	
	計	79,083	68,869	100,907	13,367	13,206	275,432	55,086	12,986	12,920	12,854	12,789	12,724	64,273	12,855	
嘱託員平均人員(人)		14	11	11	2	2	40	8	2	2	2	2	2	10	2	
臨時用給		2,385	3,203	2,009	1,271	1,030	9,898	1,980	868	864	859	855	851	4,297	859	
その他		145,893	185,665	210,039	196,493	309,493	1,047,583	209,517	400,601	397,885	395,877	393,866	391,856	1,980,085	396,017	
合計		227,361	257,737	312,955	211,131	323,729	1,332,913	266,583	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	

[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	各部門に関する研究	148,419	157,047	186,141	29,165	33,523	554,295	110,859	75,955	94,935	127,553	155,608	164,433	618,484	123,697	
	その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	計	148,419	157,047	186,141	29,165	33,523	554,295	110,859	75,955	94,935	127,553	155,608	164,433	618,484	123,697	
委託研究費	電力中央研究所分担金	785,202	913,580	880,383	736,629	728,301	4,044,095	808,819	679,296	675,132	672,714	670,921	667,713	3,365,776	673,155	
	送電に関する研究	28,005	37,518	66,361	69,755	41,420	243,059	48,612	54,765	44,766	44,534	44,308	44,083	232,456	46,491	
	配電に関する研究	208,986	284,660	109,247	154,457	136,666	894,016	178,803	67,450	71,235	75,577	103,876	88,309	406,447	81,289	
	販売に関する研究	26,082	34,169	49,777	8,948	78,711	197,687	39,537	89,009	87,962	87,536	88,069	87,638	440,214	88,043	
	その他	126,402	162,023	117,303	137,639	65,911	609,278	121,856	87,666	82,802	81,594	81,376	85,513	418,951	83,790	
計	1,174,677	1,431,950	1,223,071	1,107,428	1,051,009	5,988,135	1,197,627	978,186	961,897	961,955	988,550	973,256	4,863,844	972,769		
合計	1,323,096	1,588,997	1,409,212	1,136,593	1,084,532	6,542,430	1,308,486	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466		

[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	55,792	64,008	65,522	44,562	59,692	289,576	57,915	70,656	98,638	97,994	97,798	97,343	462,429	92,486	
その他	177,706	232,958	162,487	73,671	106,649	753,471	150,694	207,562	221,094	218,279	223,143	215,644	1,085,722	217,144	
合計	233,498	296,966	228,009	118,233	166,341	1,043,047	208,609	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	

[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	
送電関係委託費	5,118,264	5,142,368	4,777,744	4,636,903	4,585,104	24,260,383	4,852,077	4,710,860	4,569,751	4,733,077	4,701,028	4,660,482	23,375,198	4,675,040	
変電関係委託費	5,769,349	6,097,039	5,757,457	6,073,854	6,062,431	29,760,130	5,952,026	5,865,030	5,725,609	5,665,567	5,608,702	5,555,175	28,420,083	5,684,017	
配電関係委託費	6,066,898	6,610,603	6,469,427	6,762,711	6,654,281	32,563,920	6,512,784	19,613,879	19,523,992	18,734,327	17,987,866	17,609,177	93,469,241	18,693,848	
販売関係委託費	1,657,203	2,652,668	4,142,699	8,182,367	7,490,705	24,125,642	4,825,128	8,755,987	8,989,994	9,453,707	8,797,122	8,681,989	44,678,799	8,935,760	
一般管理関係委託費	6,292,605	6,472,458	5,726,721	27,946,879	27,590,935	74,029,598	14,805,920	28,507,769	24,216,794	23,007,615	22,198,046	22,056,959	119,987,183	23,997,437	
合計	24,904,319	26,975,136	26,874,048	53,602,714	52,383,456	184,739,673	36,947,935	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	

[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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
その他	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
合計	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	

[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	6,024,478	6,345,721	6,344,187	4,290,653	4,506,544	27,511,583	5,502,317	6,375,565	6,523,161	6,798,792	6,730,319	6,757,134	33,184,971	6,636,994	
旅費	1,255,119	1,261,253	1,235,762	1,019,540	1,000,939	5,772,613	1,154,523	1,190,792	1,180,795	1,185,009	1,173,948	1,166,476	5,897,020	1,179,404	
団体費	45,427	48,276	2,496	0	41,030	137,229	27,446	46,412	46,175	45,942	45,680	45,364	229,573	45,915	
その他	5,223,272	2,444,187	2,341,340	5,194,602	7,931,399	23,134,800	4,626,960	1,823,515	1,624,697	1,432,487	1,193,833	1,165,852	7,240,384	1,448,077	
合計	12,548,296	10,099,437	9,923,785	10,504,795	13,479,912	56,556,225	11,311,245	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	

第2表

第2区分費用明細表

(単位：千円)

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年計	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年計	5ヶ年平均	
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	0	0	0	0	0	0	0	473,415	1,375,654	2,735,745	4,125,898	5,291,589	14,002,301	2,800,460	
	固定資産税 ※2	0	0	0	0	0	0	0	0	306,236	677,338	1,326,666	1,596,708	3,906,948	781,390	
	計	0	0	0	0	0	0	0	473,415	1,681,890	3,413,083	5,452,564	6,888,297	17,909,249	3,581,850	
ローカル系統	減価償却費 ※3	0	0	0	0	0	0	0	576,540	1,856,029	2,977,202	4,159,863	5,433,553	15,003,187	3,000,637	
	固定資産税 ※4	0	0	0	0	0	0	0	0	419,485	922,682	1,272,159	1,591,883	4,206,209	841,242	
	計	0	0	0	0	0	0	0	576,540	2,275,514	3,899,884	5,432,022	7,025,436	19,209,396	3,841,879	
配電系統	修繕費 ※5	32,932,034	35,762,926	33,354,482	38,330,670	38,178,255	178,558,367	35,711,673	41,973,495	41,247,819	39,175,012	37,063,322	36,610,155	196,069,803	39,213,961	
	減価償却費 ※6	0	0	0	0	0	0	0	546,834	1,638,241	2,727,044	3,813,197	4,900,856	13,626,172	2,725,234	
	固定資産税 ※7	0	0	0	0	0	0	0	0	418,294	818,311	1,202,624	1,570,030	4,009,259	801,852	
	計	32,932,034	35,762,926	33,354,482	38,330,670	38,178,255	178,558,367	35,711,673	42,520,329	43,304,354	42,720,367	42,079,143	43,081,041	213,705,234	42,741,047	
その他投資	修繕費 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	委託費 ※9	6,233,455	9,510,955	6,833,162	8,970,599	7,036,545	38,584,716	7,716,943	12,137,730	7,917,857	5,984,463	4,728,312	5,360,493	36,128,855	7,225,771	
	諸費 ※10	0	0	0	0	0	0	0	1,365	1,346	1,327	1,308	1,183	6,529	1,306	
	減価償却費 ※11	0	0	0	0	0	0	0	1,362,837	4,469,027	6,554,729	8,519,338	10,488,595	31,394,526	6,278,905	
	固定資産税 ※12	0	0	0	0	0	0	0	0	107,362	333,277	430,330	494,306	1,365,275	273,055	
計	6,233,455	9,510,955	6,833,162	8,970,599	7,036,545	38,584,716	7,716,943	13,501,932	12,495,592	12,873,796	13,679,288	16,344,577	68,895,185	13,779,037		
第2区分費用計	39,165,489	45,273,881	40,187,644	47,301,269	45,214,800	217,143,083	43,428,617	57,072,216	59,757,350	62,907,130	66,643,017	73,339,351	319,719,064	63,943,813		

(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発電等設備、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発電等設備、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。）に対する税額に限る。
- ※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発電等設備、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発電等設備、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。）に対する税額に限る。
- ※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る。
- ※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。）に対する税額に限る。
- ※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る。
- ※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る。
- ※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る。
- ※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（発電等設備、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等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
- ※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（発電等設備、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等設備を除く。）に対する税額に限る。

《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	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考	
			(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年計	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年計	5ヶ年平均		
拡 充 投 資	連 系 線 統 基 幹 系	発電等設備																
		送電設備	690,267	94,790	465,480	1,707,013	1,231,025	4,188,575	837,715	8,533,006	0	21,460,376	893,268	6,656,278	37,542,928	7,508,586		
		変電設備	17,973	61,917	1,583,092	2,255,932	3,829,894	7,748,808	1,549,762	3,050,173	4,480,617	5,004,405	0	7,848,447	20,383,642	4,076,728		
		計	708,240	156,707	2,048,572	3,962,945	5,060,919	11,937,383	2,387,477	11,583,179	4,480,617	26,464,781	893,268	14,504,725	57,926,570	11,585,314		
	ロ ー カ ル 系 統	発電等設備																
		送電設備	4,724,164	8,121,875	6,516,722	12,986,312	13,201,008	45,550,081	9,110,016	13,991,296	17,308,694	5,924,461	12,833,605	9,424,585	59,482,641	11,896,528		
		変電設備	1,931,428	3,131,867	5,163,948	4,727,309	3,258,448	18,213,000	3,642,600	3,728,356	4,310,435	2,373,611	3,128,565	3,792,765	17,333,732	3,466,746		
		計	6,655,592	11,253,742	11,680,670	17,713,621	16,459,456	63,763,081	12,752,616	17,719,652	21,619,129	8,298,072	15,962,170	13,217,350	76,816,373	15,363,275		
	配 電 系 統		39,174,357	35,684,136	36,042,658	37,538,755	35,491,392	183,931,298	36,786,260	35,024,256	33,856,403	33,452,654	32,816,390	32,741,336	167,891,039	33,578,208		
	拡 充 投 資 計		46,538,189	47,094,585	49,771,900	59,215,321	57,011,767	259,631,762	51,926,352	64,327,087	59,956,149	68,215,507	49,671,828	60,463,411	302,633,982	60,526,796		
更 新 投 資	連 系 線 統 基 幹 系	発電等設備																
		送電設備	4,682,413	8,018,599	9,510,737	10,700,329	6,943,198	39,855,276	7,971,055	14,123,028	14,696,724	18,585,000	16,377,756	16,458,411	80,240,919	16,048,184		
		変電設備	1,983,963	4,186,853	4,888,065	4,100,072	4,337,920	19,496,873	3,899,375	6,210,287	5,003,019	7,854,995	10,554,912	12,012,609	41,635,822	8,327,164		
		計	6,666,376	12,205,452	14,398,802	14,800,401	11,281,118	59,352,149	11,870,430	20,333,315	19,699,743	26,439,995	26,932,668	28,471,020	121,876,741	24,375,348		
	ロ ー カ ル 系 統	発電等設備																
		送電設備	11,180,411	8,199,402	7,751,418	6,771,773	8,253,894	42,156,898	8,431,380	11,755,526	10,846,646	6,698,086	9,514,684	11,438,153	50,253,095	10,050,619		
		変電設備	8,294,626	9,740,329	8,402,658	7,755,023	12,456,258	46,648,894	9,329,779	10,881,945	8,845,323	11,031,803	11,532,196	10,653,348	52,944,615	10,588,923		
		計	19,475,037	17,939,731	16,154,076	14,526,796	20,710,152	88,805,792	17,761,158	22,637,471	19,691,969	17,729,889	21,046,880	22,091,501	103,197,710	20,639,542		
	配 電 系 統		36,585,113	37,217,981	33,136,094	35,696,106	34,589,979	177,225,273	35,445,055	39,389,327	39,463,387	37,378,346	35,551,320	35,584,089	187,366,469	37,473,294		
	更 新 投 資 計		62,726,526	67,363,164	63,688,972	65,023,303	66,581,249	325,383,214	65,076,643	82,360,113	78,855,099	81,548,230	83,530,868	86,146,610	412,440,920	82,488,184		
合 計		109,264,715	114,457,749	113,460,872	124,238,624	123,593,016	585,014,976	117,002,995	146,687,200	138,811,248	149,763,737	133,202,696	146,610,021	715,074,902	143,014,980			
修 繕 費 振 替 額 (配 電)		▲ 38,874,482	▲ 40,790,251	▲ 38,317,939	▲ 43,271,433	▲ 42,730,181	▲ 203,984,286	▲ 40,796,857	▲ 44,773,126	▲ 44,189,406	▲ 41,776,299	▲ 39,551,444	▲ 39,197,220	▲ 209,487,495	▲ 41,897,499	▲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	5,046,367	9,743,197	8,402,567	7,324,673	7,827,141	38,343,945	7,668,789	7,046,604	10,181,099	5,437,200	5,625,200	11,274,064	39,564,167	7,912,833	
シ ス テ ム 開 発 及 び 改 良	954,351	937,792	1,223,966	9,480,027	3,720,372	16,316,508	3,263,302	5,485,465	9,415,970	6,966,863	7,321,755	7,341,864	36,531,917	7,306,383	
建 物 関 連 工 事	251,683	467,044	120,256	497,041	270,269	1,606,293	321,259	1,019,690	1,181,720	509,819	560,086	678,059	3,949,374	789,875	
系 統 ・ 給 電 設 備 工 事	1,264,044	1,773,280	829,417	1,150,191	3,115,764	8,132,696	1,626,539	8,936,758	3,403,367	3,015,657	1,543,128	1,709,707	18,608,617	3,721,723	
備 品 取 得	846,483	787,445	787,320	343,484	809,105	3,573,837	714,767	890,811	887,552	860,119	875,275	823,063	4,336,820	867,364	
リ ー ス 資 産 取 得	672,136	836,191	487,166	2,073,638	382,052	4,451,183	890,237	139,300	138,600	137,900	137,200	136,500	689,500	137,900	
用 地 権 利 設 定※1	1,009,986	928,679	602,406	323,911	529,934	3,394,916	678,983	125,045	124,416	123,788	123,160	122,531	618,940	123,788	
そ の 他	101,015	65,810	79,189	86,146	71,618	403,778	80,756	93,901	93,429	92,957	92,486	92,014	464,787	92,957	
合 計	10,146,065	15,539,438	12,532,287	21,279,111	16,726,255	76,223,156	15,244,631	23,737,574	25,426,153	17,144,303	16,278,290	22,177,802	104,764,122	20,952,824	
修 繕 費 振 替 額 (通 信)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
(参考) 離島等供給に係る設備投資	1,212,687	4,805,799	5,812,874	1,311,395	2,515,107	15,657,862	3,131,572	7,026,980	10,727,375	6,549,040	3,485,192	7,581,059	35,369,646	7,073,929	

(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して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	24,630,780	30,034,683	23,198,223	27,955,755	30,546,227	136,365,668	27,273,134	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	
委託費 ※2	6,051,502	6,991,075	4,709,967	5,097,140	5,982,743	28,832,427	5,766,485	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	
固定資産除却費	12,749,864	11,861,370	11,541,991	12,357,675	15,100,457	63,611,357	12,722,271	18,671,906	17,540,651	19,499,483	19,515,115	18,072,290	93,299,445	18,659,889	
賃借料 ※3	9,076,893	9,343,626	9,167,111	10,264,760	10,171,980	48,024,370	9,604,874	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	
託送料 ※4	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入送電費	533,870	0	0	0	0	533,870	106,774	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	15	4	106	221	2	348	70	0	0	0	0	0	0	0	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	553,576	653,018	599,064	165,111	278,849	2,249,618	449,924	220,940	219,829	218,719	217,609	216,499	1,093,596	218,719	
需給調整市場手数料 ※6	0	0	0	0	79,196	79,196	15,839	137,058	303,444	303,444	303,444	303,444	1,350,834	270,167	
電力費振替勘定(貸方)	▲ 42,237	▲ 98,148	▲ 151,039	▲ 963	▲ 1,234	▲ 293,621	▲ 58,724	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 4,405	▲ 881	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	27,388	0	0	27,388	5,478	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	401,596	465,870	531,071	75,726	0	1,474,263	294,853	0	0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
廃炉等負担金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
離島等供給に係る費用 ※7	22,885,731	26,198,181	24,580,113	22,546,172	28,336,989	124,547,186	24,909,437	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 12,254,222	▲ 12,597,134	▲ 12,436,627	▲ 11,871,822	▲ 12,630,756	▲ 61,790,561	▲ 12,358,112	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載
自社アンシラリーサービス費	0	0	0	360,917	678,814	1,039,731	207,946	349,703	763,073	973,179	76,440	0	2,162,395	432,479	
第3区分費用計	67,130,105	76,054,344	64,973,429	70,294,656	81,932,775	360,385,309	72,077,062	94,486,632	93,023,226	95,268,126	92,561,495	92,189,342	467,528,821	93,505,764	

(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	2,400,243	2,758,774	1,845,090	2,567,568	2,702,213	12,273,888	2,454,778	2,462,352	2,576,579	2,308,137	2,296,420	2,284,704	11,928,192	2,385,638	
	塗装	2,723,000	4,435,000	2,090,998	3,724,494	3,521,963	16,495,455	3,299,091	5,531,873	5,504,074	5,476,276	5,448,478	5,420,679	27,381,380	5,476,276	
	保安対策	1,264,692	1,546,121	1,352,143	1,800,313	1,931,109	7,894,378	1,578,876	1,538,872	1,532,672	1,540,672	1,532,851	1,525,031	7,670,098	1,534,020	
	第三者要請対応	32,351	39,228	25,738	70,885	19,183	187,385	37,477	36,783	36,598	36,413	36,229	36,044	182,067	36,413	
	その他	983,882	1,083,003	815,497	1,076,972	992,284	4,951,638	990,328	994,310	1,028,568	921,967	902,031	890,453	4,737,329	947,466	
計	7,404,168	9,862,126	6,129,466	9,240,232	9,166,752	41,802,744	8,360,549	10,564,190	10,678,491	10,283,465	10,216,009	10,156,911	51,899,066	10,379,813		
変電設備	設備取替・補修	1,159,444	1,918,296	1,461,324	2,213,150	1,942,287	8,694,501	1,738,900	1,850,124	1,840,827	1,831,530	1,822,233	1,812,935	9,157,649	1,831,530	
	塗装	101,084	124,077	24,623	176,081	197,633	623,498	124,700	120,110	119,507	118,903	118,300	117,698	594,518	118,904	
	保安対策	887,099	1,554,158	595,766	1,117,146	948,836	5,103,005	1,020,601	1,610,486	1,602,393	1,594,300	1,586,207	1,578,116	7,971,502	1,594,300	
	第三者要請対応	31,493	32,365	17,843	15,558	8,732	105,991	21,198	27,010	18,196	18,104	19,910	17,921	101,141	20,228	
	その他	1,093,513	1,261,858	1,081,773	1,130,400	1,317,436	5,884,980	1,176,996	1,662,195	1,656,693	1,647,466	1,658,973	1,666,906	8,292,233	1,658,447	
計	3,272,633	4,890,754	3,181,329	4,652,335	4,414,924	20,411,975	4,082,395	5,269,925	5,237,616	5,210,303	5,205,623	5,193,576	26,117,043	5,223,409		
配電設備	第三者要請対応	4,250,513	4,036,175	3,790,173	3,873,310	4,321,732	20,271,903	4,054,381	3,136,999	3,121,235	3,105,472	3,089,708	3,073,944	15,527,358	3,105,472	
	その他	6,888,404	8,373,435	7,334,798	7,409,239	9,976,948	39,982,824	7,996,565	9,218,977	9,292,404	9,280,754	8,513,381	8,389,698	44,695,214	8,939,043	
	計	11,138,917	12,409,610	11,124,971	11,282,549	14,298,680	60,254,727	12,050,945	12,355,976	12,413,639	12,386,226	11,603,089	11,463,642	60,222,572	12,044,514	
業務設備	第三者要請対応	394,095	374,328	435,344	409,827	395,878	2,009,472	401,894	395,736	393,139	390,341	387,654	385,411	1,952,281	390,456	
	その他	2,420,967	2,497,865	2,327,113	2,370,812	2,269,993	11,886,750	2,377,350	2,578,651	2,400,803	2,194,493	2,034,872	1,972,973	11,181,792	2,236,358	
	計	2,815,062	2,872,193	2,762,457	2,780,639	2,665,871	13,896,222	2,779,244	2,974,387	2,793,942	2,584,834	2,422,526	2,358,384	13,134,073	2,626,815	
合計	24,630,780	30,034,683	23,198,223	27,955,755	30,546,227	136,365,668	27,273,134	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551		

[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	2,927,502	3,545,075	2,821,743	3,199,634	3,782,246	16,276,200	3,255,240	4,002,464	3,793,700	3,912,557	3,930,224	3,910,171	19,549,116	3,909,823	
変電設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
配電設備	3,124,000	3,446,000	1,888,224	1,897,506	2,200,497	12,556,227	2,511,245	2,181,033	2,170,073	2,159,113	2,148,153	2,137,192	10,795,564	2,159,113	
業務設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	6,051,502	6,991,075	4,709,967	5,097,140	5,982,743	28,832,427	5,766,485	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	

[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	2,306,545	1,585,109	1,205,470	1,458,825	1,488,606	8,044,555	1,608,911	2,430,382	2,353,122	2,095,719	2,087,740	1,666,405	10,633,368	2,126,674	
	除却費用	5,800,641	5,363,588	4,967,881	5,275,754	7,017,396	28,425,260	5,685,052	8,484,154	7,766,337	9,270,769	9,523,898	8,780,432	43,825,590	8,765,118	
変電設備	除却損	405,732	371,372	420,253	483,917	1,462,982	3,144,256	628,851	571,294	495,884	1,162,882	706,840	446,167	3,383,067	676,613	
	除却費用	790,874	1,213,352	1,452,199	1,317,494	1,435,245	6,209,164	1,241,833	1,807,264	1,719,221	2,027,838	2,172,173	2,280,508	10,007,004	2,001,401	
配電設備	除却損	939,726	923,936	914,574	1,027,263	804,992	4,610,491	922,098	1,300,691	1,290,372	1,446,839	1,491,780	1,471,672	7,001,354	1,400,271	
	除却費用	1,781,677	1,699,581	1,921,619	1,997,425	2,047,182	9,447,484	1,889,497	2,759,875	2,869,392	2,855,012	2,808,654	2,785,571	14,078,504	2,815,701	
業務設備	除却損	344,989	245,980	275,959	392,754	313,576	1,573,258	314,652	674,209	563,504	276,699	365,431	254,582	2,134,425	426,885	
	除却費用	379,680	458,452	384,036	404,243	530,478	2,156,889	431,378	644,037	482,819	363,725	358,599	386,953	2,236,133	447,227	
合計	除却損	3,996,992	3,126,397	2,816,256	3,362,759	4,070,156	17,372,560	3,474,512	4,976,576	4,702,882	4,982,139	4,651,791	3,838,826	23,152,214	4,630,443	
	除却費用	8,752,872	8,734,973	8,725,735	8,994,916	11,030,301	46,238,797	9,247,759	13,695,330	12,837,769	14,517,344	14,863,324	14,233,464	70,147,231	14,029,446	

[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	5,848,367	6,039,050	6,065,204	7,750,576	7,756,800	33,459,997	6,691,999	7,707,160	7,645,654	7,580,579	7,531,809	7,492,679	37,957,881	7,591,576	
機械賃借料	1,352,964	1,405,207	1,222,610	375,315	390,931	4,747,027	949,405	293,929	224,439	173,393	190,844	161,343	1,043,948	208,790	
車両リース料	1,098,573	1,035,657	1,029,482	1,039,046	1,111,278	5,314,036	1,062,807	1,238,259	1,243,055	1,233,212	1,263,875	1,331,560	6,309,961	1,261,992	
その他	776,989	863,712	849,815	1,099,823	912,971	4,503,310	900,662	980,849	915,910	706,344	700,368	696,731	4,000,202	800,040	
合計	9,076,893	9,343,626	9,167,111	10,264,760	10,171,980	48,024,370	9,604,874	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	

[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	
託送料（連系線の増強等に係る費用を除く）	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
合計	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	

第4表

離島等供給に係る費用明細表

(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	11,499						13,291	11,270	
給料手当振替額(貸方)	▲ 8,098	▲ 6,726	▲ 5,228	▲ 9,125	▲ 12,861	▲ 42,038	▲ 8,408	▲ 36,554	▲ 36,371	▲ 36,187	▲ 36,003	▲ 35,818	▲ 180,933	▲ 36,187	▲表示で記載
退職給与金	214,774	291,111	319,301	217,574	103,254	1,146,014	229,203	106,126	105,110	98,589	104,475	104,011	518,311	103,662	
厚生検針費	357,196	355,234	341,191	316,823	326,040	1,696,484	339,297	347,738	345,990	344,243	342,495	340,749	1,721,215	344,243	
委託集金費	69,564	70,556	66,255	100,084	90,963	397,422	79,484	106,261	109,410	110,689	108,305	107,752	542,417	108,483	
雑給	8,052	9,276	13,315	12,407	19,203	62,253	12,451	22,409	22,297	22,184	22,072	21,958	110,920	22,184	
燃料費	11,060,321	13,071,438	12,160,306	8,593,348	13,244,962	58,130,375	11,626,075	19,593,744	19,236,806	19,138,050	19,012,674	18,941,825	95,923,099	19,184,620	
廃棄物処理費	26,021	34,614	61,947	65,488	92,898	280,968	56,194	62,164	60,913	60,442	59,758	57,758	301,035	60,207	
消耗品費	366,141	346,740	341,247	365,224	386,516	1,805,868	361,174	349,968	348,210	346,451	344,692	342,936	1,732,257	346,451	
修繕費	4,069,710	3,767,861	3,338,378	4,773,026	4,782,060	20,731,035	4,146,207	5,307,784	5,092,621	4,855,959	4,782,075	4,816,776	24,855,215	4,971,043	
水利使用料	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	24,970	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	24,970	4,994	
補償費	1,304	1,138	1,023	34	0	3,499	700	53	53	53	53	54	266	53	
賃借料	83,427	90,850	94,950	289,842	300,720	859,789	171,958	320,686	319,120	317,554	315,987	314,420	1,587,767	317,553	
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
委託費	1,294,649	1,884,846	1,412,384	2,508,007	2,275,020	9,374,906	1,874,981	3,012,654	2,997,618	2,982,589	2,967,572	2,952,017	14,912,450	2,982,490	
損害保険料	5,816	2,644	2,718	12,176	11,827	35,181	7,036	41,745	41,535	41,326	41,116	40,908	206,630	41,326	
普及開発関係費	1,652	1,562	1,211	2,722	3,078	10,225	2,045	7,315	7,278	7,242	7,205	7,166	36,206	7,241	
養成費	17,044	15,200	10,663	8,014	9,049	59,970	11,994	18,179	18,087	17,996	17,905	17,811	89,978	17,996	
研究費	33,008	27,681	39,607	1,332	11,680	113,308	22,662	55,800	55,519	55,239	54,680	54,680	276,196	55,239	
諸倒損	245,873	244,866	255,699	288,464	320,212	1,355,114	271,023	524,178	521,967	519,758	517,572	514,898	2,598,373	519,675	
貸倒損	4,036	4,361	2,416	7,169	0	17,982	3,596	816	816	816	816	816	4,080	816	
減価償却費	1,815,411	2,158,761	2,538,075	1,778,384	1,912,335	10,202,966	2,040,593	2,348,774	2,670,076	3,072,158	3,326,502	3,826,946	15,244,456	3,048,891	
固定資産税	246,869	238,548	276,952	309,103	300,917	1,372,389	274,478	329,157	377,969	467,017	512,140	523,474	2,209,757	441,951	
雑税	9,196	9,238	9,969	14,877	2,353	45,633	9,127	9,850	9,850	9,850	9,850	9,849	49,249	9,850	
固定資産除却費	64,997	282,472	127,823	137,923	342,019	955,234	191,047	1,124,439	483,641	1,286,826	347,896	1,306,625	4,548,827	909,765	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社購入送電費	549,338	824,026	852,789	912,233	2,287,680	5,426,066	1,085,213	2,973,901	3,256,786	3,232,260	3,227,546	3,220,904	15,911,397	3,182,279	
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非化石証書購入費	0	0	0	1,064	1,043	2,107	421	3,247	4,026	4,305	4,384	4,496	20,458	4,092	
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 16,863	▲ 16,635	▲ 25,126	▲ 5,386	▲ 4,808	▲ 68,818	▲ 13,764	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,540	▲ 57,696	▲ 11,539	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 5,527	▲ 6,628	▲ 6,702	▲ 279	▲ 87	▲ 19,223	▲ 3,845	▲ 331	▲ 331	▲ 331	▲ 331	▲ 330	▲ 1,654	▲ 331	▲表示で記載
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	392	0	0	392	78	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費	4,578	5,687	7,599	1,116	0	18,980	3,796	0	0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
法人税等	578,225	710,932	684,532	286,277	0	2,259,966	451,993	540,243	540,243	540,243	540,243	540,243	2,701,215	540,243	
離島等供給に係る費用計	22,885,731	26,198,181	24,580,113	22,546,172	28,336,989	124,547,186	24,909,437	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
(参考) 事業報酬	454,700	454,700	454,700	454,700	454,700	2,273,500	454,700	702,832	702,832	702,832	702,832	702,832	3,514,160	702,832	

第5表

離島等供給に係る収益明細表

(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	
						電灯料	▲ 6,116,601						▲ 6,207,520	▲ 6,112,280	
電力料	▲ 6,137,621	▲ 6,389,614	▲ 6,324,347	▲ 5,991,561	▲ 6,302,390	▲ 31,145,533	▲ 6,229,107	▲ 7,678,202	▲ 7,615,658	▲ 7,605,879	▲ 7,585,567	▲ 7,564,546	▲ 38,049,852	▲ 7,609,970	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 12,254,222	▲ 12,597,134	▲ 12,436,627	▲ 11,871,822	▲ 12,630,756	▲ 61,790,561	▲ 12,358,112	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲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	87,747,290	85,735,538	85,319,231	64,162,381	67,770,878	390,735,318	78,147,064	72,809,127	71,023,495	67,403,076	64,773,728	57,944,226	333,953,652	66,790,730	
退職給与金 ※2	1,916,143	2,782,926	3,874,445	2,744,195	▲ 529,574	10,788,135	2,157,627	▲ 97,099	▲ 825,868	▲ 1,772,462	▲ 86,984	0	▲ 2,782,413	▲ 556,483	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117	
貸借料 ※3	10,667,685	10,493,936	10,588,943	10,744,174	10,758,966	53,253,704	10,650,741	10,650,576	10,650,570	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,252,817	10,650,563	
諸費 ※4	621,614	636,805	372,506	830,161	986,817	3,447,903	689,581	1,436,833	1,431,023	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,159,595	1,431,919	
貸倒損	40	8,191	19,691	2,335,271	0	2,363,193	472,639	41,107	41,107	41,107	41,107	41,107	205,535	41,107	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	▲ 230,426	▲ 128,999	▲ 11,192	▲ 34,712	▲ 67,762	▲ 473,091	▲ 94,618	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 338,810	▲ 67,762	
インバランス収支過不足額 ※5	▲ 2,200,367	▲ 2,800,801	▲ 2,453,694	11,333,223	▲ 9,208,410	▲ 5,330,049	▲ 1,066,010	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	32,081,491	31,391,503	30,546,716	30,360,953	31,208,687	155,589,350	31,117,870	30,867,750	30,726,375	30,663,750	30,592,500	30,602,250	153,452,625	30,690,525	
事業税	4,941,537	4,843,460	4,684,591	5,125,277	5,050,937	24,645,802	4,929,160	6,093,055	6,255,415	6,344,579	6,470,009	6,447,533	31,610,591	6,322,118	
雑税	297,809	275,655	270,570	321,243	409,900	1,575,177	315,035	314,312	314,312	314,312	314,312	314,313	1,571,561	314,312	
法人税等	6,010,894	3,335,396	7,211,113	8,122,415	4,983,672	29,663,490	5,932,698	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	6,155,939	30,779,695	6,155,939	
賠償負担金相当金	0	0	0	2,672,046	5,786,574	8,458,620	1,691,724	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	6,094,192	30,470,960	6,094,192	
廃炉円滑化負担金相当金	0	0	0	641,006	3,513,403	4,154,409	830,882	6,344,189	6,344,189	6,238,252	5,708,566	5,708,566	30,343,762	6,068,752	
固定資産税 ※6	19,993,240	19,799,109	19,609,308	19,646,973	19,840,425	98,889,055	19,777,811	22,150,469	21,206,384	20,152,398	19,202,192	18,282,779	100,994,222	20,198,844	
調整力の確保に要する費用 ※7	39,536	39,536	30,008	115,616	82,902	307,598	61,520	▲ 144,606	13,555,732	15,114,169	12,677,572	13,455,082	54,657,949	10,931,590	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御不能費用計	162,294,102	155,770,190	161,256,825	160,181,368	141,501,142	781,003,627	156,200,725	167,905,985	178,160,998	174,018,804	169,210,285	161,461,361	850,757,433	170,151,487	

(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4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。）、

その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等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等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	37,064,296	36,125,879	35,231,925	27,163,637	27,784,966	163,370,703	32,674,141	30,980,075	30,708,245	30,378,741	29,944,789	27,153,098	149,164,948	29,832,990	
変電設備	19,156,570	18,019,234	17,878,851	14,061,945	14,469,239	83,585,839	16,717,168	15,360,334	15,005,353	14,528,477	14,274,152	12,873,101	72,041,417	14,408,283	
配電設備	22,777,016	22,750,556	22,664,043	14,681,426	15,550,641	98,423,682	19,684,736	15,860,104	15,191,038	14,646,723	14,086,280	13,159,683	72,943,828	14,588,766	
業務設備	8,749,408	8,839,869	9,544,412	8,255,373	9,966,032	45,355,094	9,071,019	10,608,614	10,118,859	7,849,135	6,468,507	4,758,344	39,803,459	7,960,692	
合計	87,747,290	85,735,538	85,319,231	64,162,381	67,770,878	390,735,318	78,147,064	72,809,127	71,023,495	67,403,076	64,773,728	57,944,226	333,953,652	66,790,730	

(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)	1,916,143	2,782,926	3,874,445	1,184,532	▲ 40,168	9,717,878	1,943,576	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異 (2017年度発生分)	0	0	0	▲ 479,242	▲ 479,073	▲ 958,315	▲ 191,663	0	0	0	0	0	0	0	0	
数理計算上の差異 (2018年度発生分)	0	0	0	751,027	750,762	1,501,789	300,358	743,354	0	0	0	0	743,354	148,671		
数理計算上の差異 (2019年度発生分)	0	0	0	1,287,878	1,287,422	2,575,300	515,060	1,274,720	1,252,599	0	0	0	2,527,319	505,464		
数理計算上の差異 (2020年度発生分)	0	0	0	0	▲ 2,048,517	▲ 2,048,517	▲ 409,703	▲ 2,028,305	▲ 1,993,107	▲ 1,699,669	0	0	▲ 5,721,081	▲ 1,144,216		
数理計算上の差異 (2021年度発生分)	0	0	0	0	0	0	0	▲ 86,868	▲ 85,360	▲ 72,793	▲ 86,984	0	▲ 332,005	▲ 66,401		
合計	1,916,143	2,782,926	3,874,445	2,744,195	▲ 529,574	10,788,135	2,157,627	▲ 97,099	▲ 825,868	▲ 1,772,462	▲ 86,984	0	▲ 2,782,413	▲ 556,483		

数理計算上の差異の償却年数(年)	5
------------------	---

(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)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
運搬・処理	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117		
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	853,882	851,874	850,665	849,165	0	3,405,586	681,117		

[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		
道路占用料	2,202,746	1,983,656	2,009,657	2,080,084	2,043,641	10,319,784	2,063,957	2,063,922	2,063,921	2,063,918	2,063,918	2,063,918	10,319,597	2,063,919		
水面使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
線路使用料	1,547,403	1,555,794	1,562,753	1,572,824	1,578,600	7,817,374	1,563,475	1,563,451	1,563,450	1,563,448	1,563,448	1,563,448	7,817,245	1,563,449		
電柱敷地料	6,545,368	6,580,771	6,626,450	6,703,720	6,748,733	33,205,042	6,641,008	6,640,908	6,640,904	6,640,897	6,640,896	6,640,895	33,204,500	6,640,900		
線下補償料	166,989	172,559	183,498	177,349	175,370	875,765	175,153	175,151	175,150	175,150	175,150	175,150	875,751	175,150		
河敷料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
占用関係借地料	205,179	201,156	206,585	210,197	212,622	1,035,739	207,148	207,144	207,145	207,145	207,145	207,145	1,035,724	207,145		
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	10,667,685	10,493,936	10,588,943	10,744,174	10,758,966	53,253,704	10,650,741	10,650,576	10,650,570	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,252,817	10,650,563		

[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	59,457	49,671	47,618	36,044	54,046	246,836	49,367	49,362	49,362	49,362	49,362	49,362	49,362	246,810	49,362	
推進機関の会費（特別会費を含む）	562,157	587,134	324,888	794,117	838,728	3,107,024	621,405	804,332	804,254	804,270	803,750	802,283	4,018,889	803,778		
災害等扶助拠出金	0	0	0	0	94,043	94,043	18,809	583,139	577,407	578,378	578,059	576,913	2,893,896	578,779		
合計	621,614	636,805	372,506	830,161	986,817	3,447,903	689,581	1,436,833	1,431,023	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,159,595	1,431,919		

[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	
貸倒引当額	▲ 3	▲ 3,350	▲ 11,189	2,331,672	▲ 29,609	2,287,521	457,504	23,474	23,474	23,474	23,474	23,474	117,370	23,474	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	43	11,541	30,880	3,599	29,609	75,672	15,134	17,633	17,633	17,633	17,633	17,633	88,165	17,633	
合計	40	8,191	19,691	2,335,271	0	2,363,193	472,639	41,107	41,107	41,107	41,107	41,107	205,535	41,107	

[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（千kWh）	▲ 35,012	▲ 19,343	▲ 2,228	▲ 9,865	▲ 11,821	▲ 78,269	▲ 15,654	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 59,105	▲ 11,821	
振替損失調整額	▲ 230,426	▲ 128,999	▲ 11,192	▲ 34,712	▲ 67,762	▲ 473,091	▲ 94,618	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 338,810	▲ 67,762	

[インバランス収支過不足額]

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）	4,012,020
---	-----------

(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	
インバランス収支過不足額	▲ 2,200,367	▲ 2,800,801	▲ 2,453,694	11,333,223	▲ 9,208,410	▲ 5,330,049	▲ 1,066,010	0	0	0	0	0	0	0	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								4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年度の収支過不足額に伴う調整額18,008,086千円が含まれる
合計								4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	

(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。）	0	0	0	0	0	0	0	0	12,906,516	7,528,289	10,589,570	11,304,366	42,328,741	8,465,748	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	10,230	10,230	10,230	9,359	10,309	50,358	10,072	10,318	804,140	7,740,804	2,242,926	2,305,635	13,103,823	2,620,765	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	29,306	29,306	18,593	53,169	53,091	183,465	36,693	53,091	53,091	53,091	53,091	53,091	265,455	53,091	
最終保障供給に係る利益又は損失	0	0	1,185	53,088	19,502	73,775	14,755	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,010	▲ 1,040,070	▲ 208,014	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月～2023年3月までの調整額として▲966,295千円が含まれる
合計	39,536	39,536	30,008	115,616	82,902	307,598	61,520	▲ 144,606	13,555,732	15,114,169	12,677,572	13,455,082	54,657,949	10,931,590	

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	
託送料 ※1	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
補償費	848,310	871,493	805,021	797,740	683,420	4,005,984	801,197	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
事業者間精算費	1,290,004	574,904	101,985	185,407	218,015	2,370,315	474,063	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲1,634,016	5,783,296	1,156,659	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
調整力の確保に要する費用 ※3	22,993,156	13,698,709	14,822,355	21,246,953	19,968,620	92,729,793	18,545,959	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	
発電抑制に要する費用 ※4	0	0	0	0	0	0	0	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事後検証費用計	26,825,346	17,281,011	16,649,518	25,096,936	20,229,976	106,082,787	21,216,557	31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	

(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のに要する費用、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のに要する費用（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の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単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	
連系線の増強等に係る費用	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
合計	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	

[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)	2,168	193	857	4,373	7,218	14,809	2,962	7,218	7,218	7,218	7,218	7,218	36,090	7,218	
	電力量料金	3,360	300	1,313	5,826	6,073	16,872	3,374	6,073	6,073	6,073	6,073	6,073	30,365	6,073	
東北電力ネットワーク	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	18,129	90,645	18,129	
	電力量料金	2,734	1,033	3,768	4,622	6,526	18,683	3,737	6,526	6,526	6,526	6,526	6,526	32,630	6,526	
東京電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	13,906	10,568	13,955	41,908	48,608	128,945	25,789	48,608	48,608	48,608	48,608	48,608	243,040	48,608	
	電力量料金	16,966	12,893	17,025	51,128	59,301	157,313	31,463	59,301	59,301	59,301	59,301	59,301	296,505	59,301	
中部電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	31,027	24,017	60,956	86,771	85,394	288,165	57,633	85,394	85,394	85,394	85,394	85,394	426,970	85,394	
	電力量料金	5,113	4,078	10,260	14,587	13,997	48,035	9,607	13,997	13,997	13,997	13,997	13,997	69,985	13,997	
北陸電力送配電	電力量 (千kWh)	1,045	7,331	17,042	12,415	12,353	50,186	10,037	12,353	12,353	12,353	12,353	12,353	61,765	12,353	
	電力量料金	292	2,053	4,772	3,476	3,459	14,052	2,810	3,459	3,459	3,459	3,459	3,459	17,295	3,459	
関西電力送配電	電力量 (千kWh)	66,385	118,215	81,943	99,781	100,502	466,826	93,365	100,502	100,502	100,502	100,502	100,502	502,510	100,502	
	電力量料金	15,268	27,466	18,847	22,950	23,115	107,646	21,529	23,115	23,115	23,115	23,115	23,115	115,575	23,115	
中国電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	1,821,381	907,581	109,057	238,201	329,246	3,405,466	681,093	329,246	329,246	329,246	329,246	329,246	1,646,230	329,246	
	電力量料金	546,414	272,274	32,717	71,460	98,774	1,021,639	204,328	98,774	98,774	98,774	98,774	98,774	493,870	98,774	
四国電力送配電	電力量 (千kWh)	920,905	335,273	17,489	14,944	8,920	1,297,531	259,506	8,921	8,921	8,921	8,921	8,921	44,605	8,921	
	電力量料金	699,857	254,807	13,283	11,358	6,770	986,075	197,215	6,770	6,770	6,770	6,770	6,770	33,850	6,770	
九州電力送配電	電力量 (千kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	電力量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	電力量 (千kWh)	2,864,411	1,406,047	311,765	511,232	610,370	5,703,825	1,140,765	610,371	610,371	610,371	610,371	610,371	3,051,855	610,371	
	電力量料金	1,290,004	574,904	101,985	185,407	218,015	2,370,315	474,063	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	

(2) 第7条第3項第2号関係

[補償費]

(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		
定期的補償費	483	497	469	14	377	1,840	368	369	369	369	369	369	369	1,845	369	
臨時的補償費	692,863	669,632	605,258	598,651	576,410	3,142,814	628,563	629,068	629,068	629,068	629,068	629,068	629,068	3,145,340	629,068	
損害賠償費	154,964	201,364	199,294	199,075	106,633	861,330	172,266	172,407	172,407	172,407	172,407	172,407	172,407	862,034	172,407	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	848,310	871,493	805,021	797,740	683,420	4,005,984	801,197	801,844	801,844	801,844	801,844	801,844	801,844	4,009,219	801,844	

(3) 第7条第3項第3号関係

[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)

	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
修繕費	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	116,899	7,534,211	1,506,842	1,749,623	1,749,565	1,749,487	1,749,419	1,749,394	8,747,488	1,749,498		
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
災害等扶助交付金	0	0	0	0	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 350,183	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 3,585,485	▲ 717,097	▲表示で記載	
その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
合計	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	5,783,296	1,156,659	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401		

[震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用]過去10年間の実績額

(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	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
修繕費	1,027,655	581,606	707,506	2,369,047	5,380,305			1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	116,899	17,600,330	1,760,033	
固定資産除却費	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
災害等扶助交付金	0	0	0	0	0			0	0	0	0	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 175,092	▲表示で記載
その他	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	
合計	1,027,655	581,606	707,506	2,369,047	5,380,305			1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	15,849,415	1,584,942	

(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	19,622,573	12,102,071	13,251,547	17,817,351	16,084,054	78,877,596	15,775,519	17,766,479	0	0	0	0	17,766,479	3,553,296	
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	2,874,674	1,478,697	815,582	2,360,893	2,831,236	10,361,082	2,072,216	2,133,898	0	0	0	0	2,133,898	426,780	
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	0	0	0	0	0	0	0	8,158,445	28,130,478	32,625,503	28,790,966	28,653,542	126,358,934	25,271,787	
その他	495,909	117,941	755,226	1,068,709	1,053,330	3,491,115	698,223	614,287	614,287	614,287	614,287	614,287	3,071,435	614,287	
合計	22,993,156	13,698,709	14,822,355	21,246,953	19,968,620	92,729,793	18,545,959	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	

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	6,387	18,986	28,992	64,943	179,377	298,685	59,737	757,947	1,131,502	1,706,306	2,752,421	2,979,207	9,327,383	1,865,477	
固定資産税	0	1,210	2,098	3,684	13,128	20,120	4,024	57,505	78,733	111,071	187,640	255,405	690,354	138,071	
研究費	16,470	24,370	18,500	27,050	91,449	177,839	35,568	405,122	357,672	459,339	255,681	305,681	1,783,495	356,699	
委託費	15,300	13,800	13,800	16,800	44,800	104,500	20,900	3,404,894	5,642,118	4,909,807	5,905,982	4,381,333	24,244,134	4,848,827	
諸費	0	0	4,661	6,739	29,110	40,510	8,102	451,098	872,753	1,267,944	1,500,222	1,890,457	5,982,474	1,196,495	
修繕費	3,829	0	33,074	96,996	121,041	254,940	50,988	210,338	464,697	3,363,701	10,985,903	12,793,234	27,817,873	5,563,575	
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	320	287,644	409,000	9,211	320	706,495	141,299	
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	401	102,051	148,266	137,623	171,526	559,867	111,973	
次世代投資費用計	41,986	58,366	101,125	216,212	478,905	896,594	179,319	5,287,625	8,937,170	12,375,434	21,734,683	22,777,163	71,112,075	14,222,415	

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	1,691,477,032	1,727,733,678	1,758,112,675	1,784,515,254	1,805,827,161	8,767,665,800	1,753,533,160		
建設中の資産	46,693,323	46,852,565	44,944,905	43,154,417	43,109,568	224,754,778	44,950,956		
特定投資	9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563		
運転資本	営業資本	36,690,374	37,622,472	37,803,257	37,498,969	37,334,811	186,949,883	37,389,977	
	貯蔵品	15,751,645	15,853,724	15,980,464	16,093,531	16,237,614	79,916,978	15,983,396	
	計	52,442,019	53,476,196	53,783,721	53,592,500	53,572,425	266,866,861	53,373,372	
繰延償却資産	0	0	0	0	0	0	0		
レトベース計	1,799,642,621	1,836,391,363	1,864,526,351	1,888,357,793	1,909,062,125	9,297,980,253	1,859,596,051		
報酬率	0	0	0	0	0	0	0		
事業報酬計	26,994,639	27,545,870	27,967,895	28,325,367	28,635,932	139,469,703	27,893,941		

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	67,727	62,467	57,638	53,217	49,147	290,196	58,039	
追加事業報酬計	67,727	62,467	57,638	53,217	49,147	290,196	58,039	

第11表
追加事業報酬対象額明細表

(単位：千円)

	設備名称	区間	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	
特定固定資産	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	
建設中の資産			0	0	0	0	0	0	0	
合計			9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	

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	0						0	▲2	
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲1,403,205	▲1,523,514	▲1,352,473	▲974,929	▲167,518	▲5,421,639	▲1,084,328	▲140,449	▲140,449	▲140,449	▲140,449	▲140,449	▲702,245	▲140,449	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲4,707,355	▲4,737,723	▲4,491,918	▲4,393,814	▲4,759,922	▲23,090,732	▲4,618,146	▲4,759,922	▲4,759,922	▲4,759,922	▲4,759,922	▲4,759,922	▲23,799,610	▲4,759,922	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲4,387,279	▲4,373,436	▲4,425,370	▲13,361,033	▲11,763,682	▲38,310,800	▲7,662,160	▲12,423,630	▲12,220,909	▲12,614,416	▲12,215,390	▲12,249,835	▲61,724,180	▲12,344,836	▲表示で記載
預金利息	▲1,166	▲429	▲396	0	0	▲1,991	▲398	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
控除収益計	▲10,499,005	▲10,635,102	▲10,270,159	▲18,729,776	▲16,691,122	▲66,825,164	▲13,365,033	▲17,324,001	▲17,121,280	▲17,514,787	▲17,115,761	▲17,150,206	▲86,226,035	▲17,245,207	

(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	
接続供給契約超過金	▲ 21,731	▲ 17,462	▲ 9,390	▲ 946,580	▲ 156,404	▲ 1,151,567	▲ 230,313	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 126,186	▲ 630,930	▲ 126,186	▲表示で記載
全国融通等振替収益	0	▲ 133	▲ 174	▲ 28,349	▲ 11,114	▲ 39,770	▲ 7,954	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 11,114	▲ 55,570	▲ 11,114	▲表示で記載
その他	▲ 1,381,474	▲ 1,505,919	▲ 1,342,909	0	0	▲ 4,230,302	▲ 846,060	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 3,149	▲ 15,745	▲ 3,149	▲表示で記載
合計	▲ 1,403,205	▲ 1,523,514	▲ 1,352,473	▲ 974,929	▲ 167,518	▲ 5,421,639	▲ 1,084,328	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	

[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)	▲ 3,236	▲ 553	▲ 3,094	▲ 3,719	▲ 6,933	▲ 17,535	▲ 3,507	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 34,665	▲ 6,933	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 906	▲ 155	▲ 866	▲ 1,041	▲ 1,941	▲ 4,909	▲ 982	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 9,705	▲ 1,941	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	▲ 7,451	▲ 2,995	▲ 4,038	▲ 15,303	▲ 23,533	▲ 53,320	▲ 10,664	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 117,665	▲ 23,533	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,086	▲ 839	▲ 1,131	▲ 4,285	▲ 6,589	▲ 14,930	▲ 2,986	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 32,945	▲ 6,589	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	▲ 799,360	▲ 1,265,458	▲ 918,880	▲ 571,862	▲ 526,041	▲ 4,081,601	▲ 816,320	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 2,630,205	▲ 526,041	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 223,821	▲ 354,328	▲ 257,287	▲ 160,121	▲ 147,291	▲ 1,142,848	▲ 228,570	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 736,455	▲ 147,291	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	▲ 250,324	▲ 861,388	▲ 884,802	▲ 1,499,738	▲ 2,558,199	▲ 6,054,451	▲ 1,210,890	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 12,790,995	▲ 2,558,199	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 70,091	▲ 241,189	▲ 247,744	▲ 419,927	▲ 716,296	▲ 1,695,247	▲ 339,049	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 3,581,480	▲ 716,296	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 46,438	▲ 264,903	▲ 82,741	▲ 73,312	▲ 69,155	▲ 536,549	▲ 107,310	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 345,775	▲ 69,155	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 13,003	▲ 74,173	▲ 23,168	▲ 20,527	▲ 19,363	▲ 150,234	▲ 30,047	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 96,815	▲ 19,363	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 2,807,953	▲ 2,398,522	▲ 3,692,140	▲ 8,104,502	▲ 9,136,481	▲ 26,139,598	▲ 5,227,920	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 45,682,405	▲ 9,136,481	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 786,227	▲ 671,753	▲ 1,033,799	▲ 2,269,261	▲ 2,558,215	▲ 7,319,255	▲ 1,463,851	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 12,791,075	▲ 2,558,215	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	▲ 9,819,067	▲ 10,507,002	▲ 10,434,337	▲ 5,357,742	▲ 4,653,053	▲ 40,771,201	▲ 8,154,240	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 23,265,265	▲ 4,653,053	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,749,339	▲ 2,942,053	▲ 2,921,614	▲ 1,500,168	▲ 1,302,855	▲ 11,416,029	▲ 2,283,206	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 6,514,275	▲ 1,302,855	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量 (千kWh)	▲ 3,078,152	▲ 1,618,694	▲ 22,533	▲ 66,014	▲ 26,326	▲ 4,811,719	▲ 962,344	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 131,630	▲ 26,326	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 861,882	▲ 453,233	▲ 6,309	▲ 18,484	▲ 7,372	▲ 1,347,280	▲ 269,456	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 36,860	▲ 7,372	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量 (千kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
	電力量料金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
合計	電力量 (千kWh)	▲ 16,811,981	▲ 16,919,515	▲ 16,042,565	▲ 15,692,192	▲ 16,999,721	▲ 82,465,974	▲ 16,493,195	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 84,998,605	▲ 16,999,721	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 4,707,355	▲ 4,737,723	▲ 4,491,918	▲ 4,393,814	▲ 4,759,922	▲ 23,090,732	▲ 4,618,146	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲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	▲ 1,319	▲ 378	▲ 615	▲ 623	▲ 667	▲ 3,602	▲ 720	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 3,225	▲ 645	▲表示で記載
違約金	▲ 13	▲ 124	0	0	▲ 2	▲ 139	▲ 28	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 5	▲ 1	▲表示で記載
諸貸付料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託運転益	▲ 1,894	▲ 1,106	▲ 1,157	▲ 5,252	▲ 4,240	▲ 13,649	▲ 2,730	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 23,730	▲ 4,746	▲表示で記載
器具販売益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
受託工事益	▲ 7,824	▲ 6,322	▲ 4,200	▲ 34,957	▲ 38,048	▲ 91,351	▲ 18,270	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 410,370	▲ 82,074	▲表示で記載
広告料	▲ 2,090	▲ 1,953	▲ 1,875	▲ 7,627	▲ 7,258	▲ 20,803	▲ 4,161	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 37,215	▲ 7,443	▲表示で記載
供給雑収	▲ 62,477	▲ 65,307	▲ 71,562	▲ 1,762,269	▲ 821,805	▲ 2,783,420	▲ 556,684	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 6,460,185	▲ 1,292,037	▲表示で記載
系統設置交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
広域系統整備交付金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	▲表示で記載
雑口	▲ 4,311,662	▲ 4,298,246	▲ 4,345,961	▲ 11,550,305	▲ 10,891,662	▲ 35,397,836	▲ 7,079,567	▲ 11,036,684	▲ 10,833,963	▲ 11,227,470	▲ 10,828,444	▲ 10,862,889	▲ 10,862,889	▲ 54,789,450	▲ 10,957,890	▲表示で記載
合計	▲ 4,387,279	▲ 4,373,436	▲ 4,425,370	▲ 13,361,033	▲ 11,763,682	▲ 38,310,800	▲ 7,662,160	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
(再掲) 共架料	▲ 1,300,054	▲ 1,274,192	▲ 1,235,348	▲ 5,150,707	▲ 5,103,140	▲ 14,063,441	▲ 2,812,688	▲ 5,245,142	▲ 5,302,069	▲ 5,359,741	▲ 5,418,169	▲ 5,477,367	▲ 5,477,367	▲ 26,802,488	▲ 5,360,498	▲表示で記載
(参考) 災害等扶助交付金	0	0	0	0	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 350,183	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 3,585,485	▲ 717,097	▲表示で記載

4 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 (第8条関係)

7部門整理表(1)

(単位:千円)

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			送電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	0	0	0	11,769	0	11,769	0	0	0	38,989	0	38,989
給料手当	0	0	0	6,588,087	5,730,540	857,547	0	0	0	21,803,428	18,977,352	2,826,076
給料手当振替額(貸方)	0	0	0	▲ 142,642	▲ 124,075	▲ 18,567	0	0	0	▲ 474,576	▲ 413,066	▲ 61,510
退職給与金	0	0	0	408,572	0	408,572	0	0	0	1,358,795	0	1,358,795
厚生費	0	0	0	1,356,927	1,180,295	176,632	0	0	0	4,489,919	3,907,935	581,984
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	87,446	76,063	11,383	0	0	0	291,646	253,936	37,710
燃料費	0	0	0	95,923,099	95,923,099	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	301,035	301,035	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,677,885	1,654,949	22,936	0	0	0	249,279	173,128	76,151
修繕費	450,887	450,887	0	24,254,949	23,973,799	281,150	25,117	25,117	0	63,937,484	62,234,712	1,702,772
水利使用料	24,970	24,970	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,176,255	3,008,465	167,790
貸借料	7,762	7,487	275	1,516,787	1,066,695	1,410,092	5	5	0	15,170,950	7,027,330	8,143,620
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,871,631	19,871,631	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075	1,090,075	0
委託費	347,609	239,062	108,547	8,365,572	5,289,520	3,076,052	15,577	10,745	4,832	66,142,434	43,117,918	23,024,516
損害保険料	0	0	0	206,630	66,980	139,650	0	0	0	0	0	0
普及開発関係費	321	0	321	34,832	0	34,832	10	0	10	108,711	0	108,711
養成費	0	0	0	84,869	0	84,869	0	0	0	142,896	0	142,896
研究費	0	0	0	506,747	0	506,747	0	0	0	1,102,763	0	1,102,763
諸費	3,299	3,299	0	1,998,348	702,650	1,295,698	0	0	0	5,617,751	1,287,087	4,330,664
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	100,191	100,191	0	2,025,368	2,025,368	0	45,131	45,131	0	40,872,596	40,872,596	0
雑税	1,744	1,140	604	22,261	14,545	7,716	0	0	0	257,848	168,475	89,373
減価償却費	426,618	426,618	0	13,633,720	13,633,720	0	78,777	78,777	0	165,323,413	165,323,413	0
固定資産除却費	37,336	37,336	0	4,430,710	4,430,710	0	0	0	0	54,458,958	54,458,958	0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,731	0	▲ 1,731	▲ 55,915	0	▲ 55,915	▲ 50	0	▲ 50	▲ 843,935	0	▲ 843,935
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 14	0	▲ 14	▲ 1,564	0	▲ 1,564	0	0	0	▲ 4,809	0	▲ 4,809
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	23,537	0	23,537	2,553,790	0	2,553,790	703	0	703	8,111,512	0	8,111,512
電気事業報酬	125,513	0	125,513	3,320,650	0	3,320,650	4,106	0	4,106	55,329,112	0	55,329,112
合計	1,548,042	1,290,990	257,052	169,109,932	154,985,893	14,124,039	169,376	159,775	9,601	527,623,125	421,359,945	106,263,180

(記載注意)

- 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。
 - 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。
- 注 1 該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
- 2 記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
- 3 火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第3 (第8条関係)

7部門整理表(2)

(単位:千円)

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別(%)		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	26,285	0	26,285	219,387	0	219,387	87,088	0	87,088	383,518	3%	97%	0%
給料手当	14,597,079	12,691,858	1,905,221	76,896,931	60,994,768	15,902,163	41,938,467	35,625,868	6,312,599	161,823,992	3%	97%	0%
給料手当振替額(貸方)	▲ 317,722	▲ 276,254	▲ 41,468	▲ 1,673,747	▲ 1,327,633	▲ 346,114	▲ 912,666	▲ 775,271	▲ 137,395	▲ 3,521,353	3%	97%	0%
退職給与金	909,691	0	909,691	4,791,328	0	4,791,328	2,617,090	0	2,617,090	10,085,476	83%	17%	0%
厚生費	3,005,936	2,613,587	392,349	15,835,827	12,561,035	3,274,792	8,637,182	7,337,204	1,299,978	33,325,791	3%	97%	0%
委託検針費	0	0	0	4,454,974	4,454,974	0	0	0	0	4,454,974	0%	0%	0%
委託集金費	0	0	0	0	0	0	542,417	542,417	0	542,417	0%	0%	0%
雑給	194,786	169,363	25,423	1,026,146	813,952	212,194	559,551	475,318	84,233	2,159,575	3%	97%	0%
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,923,099	0%	0%	0%
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301,035	0%	0%	0%
消耗品費	322,073	270,735	51,338	3,321,460	2,892,964	428,496	1,253,323	1,083,225	170,098	6,824,020	3%	97%	0%
修繕費	33,917,390	32,201,455	1,715,935	301,372,824	293,652,046	7,720,778	2,305,328	0	2,305,328	426,263,979	2%	98%	0%
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,970	0%	0%	0%
補償費	90	85	5	1,003,660	950,640	53,020	6,440	6,100	340	4,186,445	0%	0%	100%
貸借料	9,778,036	1,949,221	7,828,815	69,429,460	53,470,741	15,958,719	8,809,443	742,562	8,066,881	104,712,443	4%	94%	2%
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,871,631	0%	0%	0%
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075	0%	0%	0%
委託費	45,457,608	29,946,575	15,511,033	207,319,529	133,473,082	73,846,447	89,484,084	57,367,599	32,116,485	417,132,413	3%	13%	84%
損害保険料	3,582	1,161	2,421	26,612	8,626	17,986	0	0	0	236,824	87%	0%	13%
普及開発関係費	52,855	0	52,855	212,592	0	212,592	67,294	27,290	40,004	476,615	8%	0%	92%
養成費	179,058	0	179,058	1,109,607	0	1,109,607	121,699	0	121,699	1,638,129	68%	32%	0%
研究費	1,236,020	0	1,236,020	2,567,797	0	2,567,797	2,128,692	0	2,128,692	7,542,019	23%	0%	77%
諸費	5,276,845	2,357,295	2,919,550	33,875,085	9,506,680	24,368,405	18,712,841	9,039,439	9,673,402	65,484,169	3%	0%	97%
貸倒損	0	0	0	0	0	0	209,615	209,615	0	209,615	0%	0%	0%
固定資産税	17,810,385	17,810,385	0	55,330,555	50,620,041	4,710,514	758,072	0	758,072	116,942,298	0%	100%	0%
雑税	560,034	365,920	194,114	166,914	109,060	57,854	612,009	399,880	212,129	1,620,810	1%	0%	99%
減価償却費	85,696,078	85,696,078	0	156,370,001	87,965,240	68,404,761	11,008,505	0	11,008,505	432,537,112	0%	100%	0%
固定資産除却費	13,390,071	13,390,071	0	24,914,139	21,079,858	3,834,281	617,058	0	617,058	97,848,272	0%	100%	0%
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
建設分関連費振替額(貸方)	▲ 497,716	0	▲ 497,716	▲ 683,661	0	▲ 683,661	▲ 22,909	0	▲ 22,909	▲ 2,105,917	3%	97%	0%
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 2,338	0	▲ 2,338	▲ 9,404	0	▲ 9,404	▲ 1,770	0	▲ 1,770	▲ 19,899	8%	0%	92%
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
法人税等	3,943,795	0	3,943,795	15,862,634	0	15,862,634	2,984,939	0	2,984,939	33,480,910	8%	0%	92%
電気事業報酬	20,988,627	0	20,988,627	58,064,031	0	58,064,031	1,637,664	0	1,637,664	139,469,703	94%	2%	4%
合計	256,528,548	199,187,535	57,341,013	1,031,804,681	731,226,074	300,578,607	194,161,456	112,081,246	82,080,210	2,180,945,160	27%	35%	38%

様式第4 (第10条関係)

送配電関連費整理表(1)

(単位:千円)

	総離島等供給費			総アンシラリーサービス費	総送電費	受電用変電サービス費	配電用変電サービス費
	水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電等費分				
役員給与	11,769	0	11,769	0	38,989	17,489	8,796
給料手当	6,588,087	0	6,588,087	0	21,803,428	9,712,502	4,884,577
給料手当振替額(貸方)	▲ 142,642	0	▲ 142,642	0	▲ 474,576	▲ 211,404	▲ 106,318
退職給与金	408,572	0	408,572	0	1,358,795	605,284	304,407
厚生費	1,356,927	0	1,356,927	0	4,489,919	2,000,069	1,005,867
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0
雑給	87,446	0	87,446	0	291,646	129,605	65,181
燃料費	95,923,099	0	95,923,099	0	0	0	0
廃棄物処理費	301,035	0	301,035	0	0	0	0
消耗品費	1,677,885	0	1,677,885	0	249,279	214,299	107,774
修繕費	24,730,953	450,887	24,254,949	25,117	63,937,484	24,526,682	9,390,708
水利使用料	24,970	24,970	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	3,176,255	16	74
賃借料	1,524,554	7,762	1,516,787	5	15,170,950	7,070,791	2,707,245
託送料	0	0	0	0	19,871,631	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	1,090,075	0	0
委託費	8,728,758	347,609	8,365,572	15,577	66,142,434	32,871,760	12,585,848
損害保険料	206,630	0	206,630	0	0	624	2,958
普及開発関係費	35,163	321	34,832	10	108,711	35,168	17,687
養成費	84,869	0	84,869	0	142,896	119,140	59,918
研究費	506,747	0	506,747	0	1,102,763	822,414	413,606
諸費	2,001,647	3,299	1,998,348	0	5,617,751	3,511,070	1,765,775
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	2,170,690	100,191	2,025,368	45,131	40,872,596	10,425,665	7,384,720
雑税	24,005	1,744	22,261	0	257,848	372,632	187,402
減価償却費	14,139,115	426,618	13,633,720	78,777	165,323,413	50,163,913	35,532,165
固定資産除却費	4,468,046	37,336	4,430,710	0	54,458,958	7,838,146	5,551,925
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	15,911,397	294,750	0	15,616,647	225,772,023	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	20,458	0	0	20,458	0	0	0
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 57,696	▲ 1,731	▲ 55,915	▲ 50	▲ 843,935	▲ 331,167	▲ 166,549
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,578	▲ 14	▲ 1,564	0	▲ 4,809	▲ 1,556	▲ 782
開発費	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	2,578,030	23,537	2,553,790	703	8,111,512	2,624,095	1,319,700
電気事業報酬	3,450,269	125,513	3,320,650	4,106	55,329,112	13,965,266	7,023,361
自社アンシラリーサービス費					2,616,686		
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0
合計	186,759,205	1,842,792	169,109,932	15,806,481	228,388,709	527,623,125	166,482,503

(記載注意)

- 1 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。
- 2 自社アンシラリーサービス費の欄には、第8項第1項で自社アンシラ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から3までと同様とすること。

様式第4 (第10条関係)

送配電関連費整理表(2)

(単位:千円)

	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合計	帰属方法別(%)		
							直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	64,447	118,414	75,090	40,546	7,978	383,518	14%	22%	64%
給料手当	22,589,096	41,505,265	31,375,584	19,522,821	3,842,632	161,823,992	19%	25%	57%
給料手当振替額(貸方)	▲ 491,677	▲ 903,408	▲ 682,804	▲ 424,916	▲ 83,608	▲ 3,521,353	19%	25%	57%
退職給与金	1,407,491	2,586,129	1,956,582	1,218,476	239,740	10,085,476	19%	25%	57%
厚生費	4,651,902	8,547,418	6,461,615	4,020,683	791,391	33,325,791	19%	25%	57%
委託検針費	0	0	4,454,974	0	0	4,454,974	0%	0%	100%
委託集金費	0	0	542,417	0	0	542,417	100%	0%	0%
雑給	301,439	553,864	418,621	260,515	51,258	2,159,575	19%	25%	57%
燃料費	0	0	0	0	0	95,923,099	100%	0%	0%
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	301,035	100%	0%	0%
消耗品費	767,805	1,410,766	1,673,349	557,727	165,136	6,824,020	30%	17%	53%
修繕費	53,395,390	98,108,830	151,028,956	956,693	188,283	426,263,979	21%	8%	71%
水利使用料	0	0	0	0	0	24,970	100%	0%	0%
補償費	353,725	649,935	2,851	2,999	590	4,186,445	76%	0%	24%
貸借料	24,468,987	44,959,380	2,268,225	5,554,720	987,591	104,712,443	16%	8%	76%
託送料	0	0	0	0	0	19,871,631	100%	0%	0%
事業者間精算費	0	0	0	0	0	1,090,075	100%	0%	0%
委託費	52,773,623	96,966,394	99,733,136	24,956,508	22,373,952	417,132,413	28%	0%	72%
損害保険料	9,379	17,233	0	0	0	236,824	87%	0%	13%
普及開発関係費	62,451	114,747	35,394	0	67,294	476,615	44%	0%	56%
養成費	325,956	598,913	238,629	56,660	11,148	1,638,129	14%	7%	79%
研究費	754,311	1,385,973	1,166,124	1,238,173	151,908	7,542,019	28%	0%	72%
諸費	9,948,749	18,279,858	13,512,540	8,826,184	2,020,595	65,484,169	24%	0%	76%
貸倒損	0	0	0	0	209,615	209,615	100%	0%	0%
固定資産税	17,551,044	32,248,334	6,223,817	0	65,432	116,942,298	37%	16%	47%
雑税	49,032	90,092	298,699	285,071	56,029	1,620,810	19%	0%	81%
減価償却費	49,575,087	91,089,395	25,769,270	0	944,754	432,537,112	42%	22%	36%
固定資産除却費	7,904,801	14,524,302	3,048,570	0	53,524	97,848,272	60%	14%	25%
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
他社購入電源費	0	0	0	0	0	241,683,420	100%	0%	0%
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
非化石証書購入費						20,458			
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 240,946	▲ 442,715	▲ 9,928	▲ 10,962	▲ 2,019	▲ 2,105,917	43%	24%	34%
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,314	▲ 6,090	▲ 784	▲ 824	▲ 162	▲ 19,899	32%	0%	68%
開発費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
法人税等	5,032,924	9,247,507	2,903,519	1,390,349	273,274	33,480,910	32%	0%	68%
電気事業報酬	18,422,656	33,849,836	6,516,461	762,815	149,927	139,469,703	42%	0%	58%
自社アンシラリーサービス費						2,616,686			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
合計	269,674,358	495,500,372	359,010,907	69,214,238	32,566,262	2,425,265,724	41%	9%	50%

様式第5 (第11条関係)

送配電関連費明細表(1)

(単位:千円)

	総離島等供給費								
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	0	0	0	11,769	11,769	0	0	0	0
給料手当	0	0	0	6,588,087	6,588,087	0	0	0	0
給料手当振替額(貸方)	0	0	0	▲ 142,642	▲ 142,642	0	0	0	0
退職給与金	0	0	0	408,572	408,572	0	0	0	0
厚生費	0	0	0	1,356,927	1,356,927	0	0	0	0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	87,446	87,446	0	0	0	0
燃料費	0	0	0	95,923,099	0	95,923,099	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	301,035	0	301,035	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,677,885	1,677,885	0	0	0	0
修繕費	450,887	450,887	0	24,254,949	24,254,949	0	25,117	25,117	0
水利使用料	24,970	24,970	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
賃借料	7,762	7,762	0	1,516,787	1,516,787	0	5	5	0
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	347,609	347,609	0	8,365,572	8,365,572	0	15,577	15,577	0
損害保険料	0	0	0	206,630	206,630	0	0	0	0
普及開発関係費	321	321	0	34,832	34,832	0	10	10	0
養成費	0	0	0	84,869	84,869	0	0	0	0
研究費	0	0	0	506,747	506,747	0	0	0	0
諸費	3,299	3,299	0	1,998,348	1,998,348	0	0	0	0
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	100,191	100,191	0	2,025,368	2,025,368	0	45,131	45,131	0
雑税	1,744	1,744	0	22,261	22,261	0	0	0	0
減価償却費	426,618	426,618	0	13,633,720	13,633,720	0	78,777	78,777	0
固定資産除却費	37,336	37,336	0	4,430,710	4,430,710	0	0	0	0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	294,750	48,000	246,750	0	0	0	15,616,647	0	15,616,647
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	20,458	0	20,458
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,731	▲ 1,731	0	▲ 55,915	▲ 55,915	0	▲ 50	▲ 50	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 14	▲ 14	0	▲ 1,564	▲ 1,564	0	0	0	0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	23,537	23,537	0	2,553,790	2,553,790	0	703	703	0
電気事業報酬	125,513	125,513	0	3,320,650	3,320,650	0	4,106	4,106	0
自社アンシラリーサービス費									
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	1,842,792	1,596,042	246,750	169,109,932	72,885,798	96,224,134	15,806,481	169,376	15,637,105

(記載注意)

様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第5 (第11条関係)

送配電関連費明細表(2)

(単位:千円)

	総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与				38,989	38,989	0	17,489	17,489	0	8,796	8,796	0
給料手当				21,803,428	21,803,428	0	9,712,502	9,712,502	0	4,884,577	4,884,577	0
給料手当振替額(貸方)				▲474,576	▲474,576	0	▲211,404	▲211,404	0	▲106,318	▲106,318	0
退職給与金				1,358,795	1,358,795	0	605,284	605,284	0	304,407	304,407	0
厚生費				4,489,919	4,489,919	0	2,000,069	2,000,069	0	1,005,867	1,005,867	0
委託検針費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給				291,646	291,646	0	129,605	129,605	0	65,181	65,181	0
燃料費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費				249,279	249,279	0	214,299	214,299	0	107,774	107,774	0
修繕費				63,937,484	63,937,484	0	24,526,682	24,526,682	0	9,390,708	9,390,708	0
水利使用料				0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費				3,176,255	3,176,255	0	16	16	0	74	74	0
賃借料				15,170,950	15,170,950	0	7,070,791	7,070,791	0	2,707,245	2,707,245	0
託送料				19,871,631	18,803,481	1,068,150	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費				1,090,075	0	1,090,075	0	0	0	0	0	0
委託費				66,142,434	66,142,434	0	32,871,760	32,871,760	0	12,585,848	12,585,848	0
損害保険料				0	0	0	624	624	0	2,958	2,958	0
普及開発関係費				108,711	108,711	0	35,168	35,168	0	17,687	17,687	0
養成費				142,896	142,896	0	119,140	119,140	0	59,918	59,918	0
研究費				1,102,763	1,102,763	0	822,414	822,414	0	413,606	413,606	0
諸費				5,617,751	5,617,751	0	3,511,070	3,511,070	0	1,765,775	1,765,775	0
貸倒損				0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税				40,872,596	40,872,596	0	10,425,665	10,425,665	0	7,384,720	7,384,720	0
雑税				257,848	257,848	0	372,632	372,632	0	187,402	187,402	0
減価償却費				165,323,413	165,323,413	0	50,163,913	50,163,913	0	35,532,165	35,532,165	0
固定資産除却費				54,458,958	54,458,958	0	7,838,146	7,838,146	0	5,551,925	5,551,925	0
共有設備費等分担額				0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)				0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	225,772,023	202,894,867	22,877,156	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額(貸方)				▲843,935	▲843,935	0	▲331,167	▲331,167	0	▲166,549	▲166,549	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)				▲4,809	▲4,809	0	▲1,556	▲1,556	0	▲782	▲782	0
開発費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等				8,111,512	8,111,512	0	2,624,095	2,624,095	0	1,319,700	1,319,700	0
電気事業報酬				55,329,112	55,329,112	0	13,965,266	13,965,266	0	7,023,361	7,023,361	0
自社アンシラリーサービス費	2,616,686	2,608,380	8,306									
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	228,388,709	205,503,247	22,885,462	527,623,125	525,464,900	2,158,225	166,482,503	166,482,503	0	90,046,045	90,046,045	0

様式第5 (第11条関係)

送配電関連費明細表(3)

(単位:千円)

	低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	64,447	64,447	0	118,414	118,414	0	40,546	40,546	0	75,090	375,540
給料手当	22,589,096	22,589,096	0	41,505,265	41,505,265	0	19,522,821	19,522,821	0	31,375,584	157,981,360
給料手当振替額(貸方)	▲ 491,677	▲ 491,677	0	▲ 903,408	▲ 903,408	0	▲ 424,916	▲ 424,916	0	▲ 682,804	▲ 3,437,745
退職給与金	1,407,491	1,407,491	0	2,586,129	2,586,129	0	1,218,476	1,218,476	0	1,956,582	9,845,736
厚生費	4,651,902	4,651,902	0	8,547,418	8,547,418	0	4,020,683	4,020,683	0	6,461,615	32,534,400
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,454,974	4,454,974
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	542,417	542,417
雑給	301,439	301,439	0	553,864	553,864	0	260,515	260,515	0	418,621	2,108,317
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,923,099
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	301,035
消耗品費	767,805	767,805	0	1,410,766	1,410,766	0	557,727	557,727	0	1,673,349	6,658,884
修繕費	53,395,390	53,395,390	0	98,108,830	98,108,830	0	956,693	956,693	0	151,028,956	426,075,696
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,970
補償費	353,725	353,725	0	649,935	649,935	0	2,999	2,999	0	2,851	4,185,855
賃借料	24,468,987	24,468,987	0	44,959,380	44,959,380	0	5,554,720	5,554,720	0	2,268,225	103,724,852
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,871,631
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075
委託費	52,773,623	52,773,623	0	96,966,394	96,966,394	0	24,956,508	24,956,508	0	99,733,136	394,758,461
損害保険料	9,379	9,379	0	17,233	17,233	0	0	0	0	0	236,824
普及開発関係費	62,451	62,451	0	114,747	114,747	0	0	0	0	35,394	409,321
養成費	325,956	325,956	0	598,913	598,913	0	56,660	56,660	0	238,629	1,626,981
研究費	754,311	754,311	0	1,385,973	1,385,973	0	1,238,173	1,238,173	0	1,166,124	7,390,111
諸費	9,948,749	9,948,749	0	18,279,858	18,279,858	0	8,826,184	8,826,184	0	13,512,540	63,463,574
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	17,551,044	17,551,044	0	32,248,334	32,248,334	0	0	0	0	6,223,817	116,876,866
雑税	49,032	49,032	0	90,092	90,092	0	285,071	285,071	0	298,699	1,564,781
減価償却費	49,575,087	49,575,087	0	91,089,395	91,089,395	0	0	0	0	25,769,270	431,592,358
固定資産除却費	7,904,801	7,904,801	0	14,524,302	14,524,302	0	0	0	0	3,048,570	97,794,748
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額(貸方)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	241,683,420
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費											20,458
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 240,946	▲ 240,946	0	▲ 442,715	▲ 442,715	0	▲ 10,962	▲ 10,962	0	▲ 9,928	▲ 2,103,898
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,314	▲ 3,314	0	▲ 6,090	▲ 6,090	0	▲ 824	▲ 824	0	▲ 784	▲ 19,737
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	5,032,924	5,032,924	0	9,247,507	9,247,507	0	1,390,349	1,390,349	0	2,903,519	33,207,636
電気事業報酬	18,422,656	18,422,656	0	33,849,836	33,849,836	0	762,815	762,815	0	6,516,461	139,319,776
自社アンシラリーサービス費											2,616,686
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	269,674,358	269,674,358	0	495,500,372	495,500,372	0	69,214,238	69,214,238	0	359,010,907	2,392,699,462

様式第5の2 (第11条の2 関係)

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力 (10 ³ kW)	発電側比率 (%)
① (10 ³ kW)	② (10 ³ kW)		
245,660	393,275	598,004	24.8%

(記載注意)

- 1 発電側の延契約電力①に関しては、第11条の2第1項第1号の規定により算定された値から同項第2号及び第3号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第1号の規定により算定された値から同項第3号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
- 2 需要側の延契約電力に関しては、第11条の2第1項第4号の値を記載すること。

様式第5の3 (第11条の3 関係)

送配電関連固定費整理表

(単位：千円)

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
104,252,337	33,002,325	421,212,563	133,480,178	1,204,589,476

(記載注意)

- 様式第3の注1及び2と同様とすること。
- その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

様式第6 (第12条関係)

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)		発受電等量 (10^6 kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6 kWh)
			夏 期	冬 期			
特 別 高 圧 需 要	3,015	—	2,903	2,317	20,901	11,312	20,629
高 圧 需 要	6,895	128,189	6,895	4,420	30,115	1,025,643	29,182
低 圧 需 要	6,469	501,006	5,534	7,847	34,769	112,599,058	31,918
合 計	16,379	629,195	15,332	14,584	85,785	113,636,013	81,729

(注) 上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、規制期間の合計値は、特別高圧需要103,147百万kWh、高圧需要145,909百万kWh、低圧需要159,591百万kWh。

様式第7 (第24条関係)

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

(単位：千円)

需要種別等		固定費			可変費			需要家費			合計		
		計		追加	計		追加	計		追加	計		追加
		固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加	
需要側	特別高圧需要	160,961,315	177,627,282	▲ 16,665,967	80,613,643	33,416,182	47,197,461 <14,817,143>	3,952,168	3,902,867	49,301	245,527,126	214,946,331	30,580,795
	高圧需要	493,559,228	524,824,812	▲ 31,265,584	115,137,392	48,147,371	66,990,021 <21,349,129>	15,202,927	15,012,993	189,934	623,899,547	587,985,176	35,914,371
	低圧需要	1,027,692,555	1,056,830,123	▲ 29,137,568	129,606,706	55,588,123	74,018,583 <24,648,450>	344,374,660	340,095,047	4,279,613	1,501,673,921	1,452,513,293	49,160,628
発電側		137,254,662	137,254,662	0							137,254,662	137,254,662	0

(注) 総追加可変費の内数として記載した賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の合計額のうち、2023年4月1日～2026年1月31日までの期間における金額は、特別高圧需要分が8,586,521千円、高圧需要分が12,371,803千円、低圧需要分が14,283,756千円。また、2026年2月1日～2028年3月31日の期間における金額は、特別高圧需要分が6,230,622千円、高圧需要分が8,977,326千円、低圧需要分が10,364,694千円。

なお、2023年4月1日～2026年1月31日までの期間における販売電力量は、特別高圧需要分が58,579百万kWh、高圧需要分が82,863百万kWh、低圧需要分が90,634百万kWh。また、2026年2月1日～2028年3月31日の期間における販売電力量は、特別高圧需要分が44,569百万kWh、高圧需要分が63,045百万kWh、低圧需要分が68,957百万kWh。

(記載注意)

- 1 需要側の固有の欄には第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。固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の3第1項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第22条の2第2項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。
- 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。

様式第7の2（第25条関係）

発電側託送供給料金割引額設定表

単位（千円，10³kW）

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち									
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額 (円/kW・月)	計	減価償却費		計の半額	割引額 (円/kW・月)	割引額の半額 (円/kW・月)	割引額の四半の額 (円/kW・月)
				減価償却費	電気事業報酬				
67,592,251	33,796,126	35.05	27,815,278	21,051,774	6,763,504	13,907,639	14.42	7.21	3.61

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合									
発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち									
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額 (円/kW・月)	計	減価償却費		計の半額	割引額 (円/kW・月)		
				減価償却費	電気事業報酬				
69,662,411	34,831,206	36.13	28,679,669	21,701,242	6,978,427	14,339,835	14.87		

（記載注意）

様式第3の注1及び2と同様とすること。

様式第8 (第25条関係)

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

(単位：千円)

需 要 種 別 等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量 又は発電等量 (10 ⁶ kWh)	単 価 (円/kWh)	想定料金 収 入
需要側	特別高圧需要	160,961,315	80,613,643	3,952,168	245,527,126	103,147	2.38	245,505,373
	高 圧 需 要	493,559,228	115,137,392	15,202,927	623,899,547	145,909	4.28	623,781,843
	低 圧 需 要	1,027,692,555	129,606,706	344,374,660	1,501,673,921	159,591	9.41	1,501,669,594
発 電 側		137,254,662			137,254,662	321,632	0.43	137,247,817

(注) 上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。

なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が2.32円/kWh、高圧需要分が4.19円/kWh、低圧需要分が9.34円/kWh。

(記載注意)

様式第3の注1及び2と同様とすること。