

**МЕТОДОЛОГИЯ**  
**оценки влияния управления изменением режима потребления**  
**электрической энергии на снижение выбросов CO<sub>2</sub>**

**2024г.**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>3</b>
<b>2. ПОРЯДОК РАСЧЕТА.....</b>	<b>4</b>
2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ЕГО $\delta bt$ .....	4
2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫРАБОТКИ РГЕ $Pgt$ .....	13
2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЕГО $Pbt$ .....	22
2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВА ЕГО $Vbt$ .....	22
2.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ЕГО $VbtCO_2$ .....	23
2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЁМА ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ДЛЯ ЦЕНОВЫХ ЗОН $VCO_2$ .....	23
2.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БЕЗ УЧЁТА ЦЗСП И СОБЫТИЙ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ $Pct, DR, czspbidl$ .....	23
2.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЁМА ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ДЛЯ ЦЕНОВЫХ ЗОН $VDR, czspCO_2$ БЕЗ УЧЁТА ЦЗСП И СОБЫТИЙ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	23
2.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОКРАЩЕНИЯ ОБЪЁМА ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ДЛЯ ЦЕНОВЫХ ЗОН $dVDR, czsp$ ОТ ЦЗСП И СОБЫТИЙ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ .....	24
2.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОКРАЩЕНИЯ ОБЪЁМА ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ДЛЯ ГТП ПОТРЕБЛЕНИЯ $dVct, DR, czsp$ ОТ ЦЗСП И СОБЫТИЙ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ .....	24
<b>3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЁТА.....</b>	<b>24</b>

## 1. Общие положения

Методология оценки влияния управления изменением режима потребления электрической энергии на снижение выбросов CO<sub>2</sub> (далее - Методология) разработана в рамках реализации плана мероприятий («дорожной карты») по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет», утвержденного распоряжением Правительства РФ N 402-р от 03 марта 2022 года (в ред. от 28 февраля 2024 г.) «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет» с учетом обсуждений на заседаниях рабочей группы по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет».

Методология является концепцией, направленной на повышение интереса к услугам по изменению режима потребления электрической энергии. Выпуск Методологии в качестве нормативно-правового акта или регламентирующего документа не планируется.

Настоящая методология основана на применении алгоритма, предусматривающего сравнение валового объёма выбросов парниковых газов при производстве электрической энергии в единой энергосистеме Российской Федерации в режимах учитывающих участие потребителей электроэнергии в механизмах управления спросом и моделируемого режима, который сложился бы без разгрузки таких потребителей. Расчёты проводятся с использованием фундаментальной модели Рынка на сутки вперёд (далее – РСВ) Оптового рынка электрической энергии и мощности Российской Федерации.

Первый расчёт основывается на данных, опубликованных коммерческим оператором оптового рынка (далее – КО) с учётом снижения потребления в ГТПП от задействования механизмов управления спросом. Второй расчёт с увеличенным потреблением в ГТПП на величину фактического снижения потребления участниками механизмов управления спросом.

По результатам расчётов получается 2 варианта торговых графиков (далее – ТГ) для каждой режимной генерирующей единицы (далее – РГЕ). ТГ РГЕ необходимо разбить пропорционально установленной мощности (далее – УМ) на все включенные в работу единицы генерирующего оборудования (далее – ЕГО) входящие в РГЕ в конкретный час, которые формирует модель определения состава оборудования. После распределения выработки по ЕГО, определяется расход топлива в каждой ЕГО.

Для проведения расчётов используются справочные данные о зависимости расхода условного топлива от выработки (получаемые из открытых источников, заводских справочников турбин, научных работ и т. д.), а также набор справочных и исходных данных, публикуемых коммерческим и системным операторами.

После определения данных о расходе топлива данные суммируются по синхронной зоне оптового рынка и сравниваются.

В связи с тем, что задействование механизма управлением спросом проводится по всем участникам одновременно и расчёт по разгрузке отдельного участника всегда будет приводить к разгрузке одних и тех же генерирующих объектов, то вклад конкретного участника определяется как суммарное изменение объема выбросов, умноженное на отношение объема разгрузки конкретного участника на весь объем разгрузки участников управления спросом в час.

Работа модели определения состава оборудования основана на справочных данных о связи ЕГО – РГЕ, объему установленной мощности, минимальному времени работы/простоя, скорости набора/сброса нагрузки ЕГО, а также исходных данных с сайта балансирующего рынка системного оператора.

## 2. Порядок расчета

### 2.1. Определение состояния ЕГО $\delta_{bt}$

До определения планового состояния (включено/отключено) каждой ЕГО производится решение задачи ВСВГО.

Целевая функция:

$$\sum_d \sum_{t \in d} \sum_g \left\{ \sum_{b \in g \cap B_{opt}} \left\{ \widehat{\Delta}_b \widehat{P}_b^{max} [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^+ + k_b [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^+ + D_b (1 - \delta_{bt}) \widehat{P}_b^{max} \right\} + \sum_{b \in g} \sum_{l=1}^3 \widehat{c}_b^l P_{bt}^l + \sum_{b \in g \in R} \sum_{l=1}^3 \widehat{c}_b^l r_{bt}^{l+} \right\} \rightarrow \min$$

где:

для каждой ЕГО  $b$ , относящейся к ГТП генерации  $g$  (за исключением ЕГО, включенных в соответствии с п. 3.2.8 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в соответствующем календарном месяце в перечень ЕГО (групп ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в отношении которых учитывается экономия ресурса работы или группы ЕГО, относящейся к ГТП генерации  $g$ , а также ЕГО, входящих в состав ГТП, в отношении которых в соответствии с *Реестром обязательств по поставке*

мощности по результатам КОМ, сформированным в порядке, установленном п. 16.2 Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), отсутствуют обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце):

$$\hat{c}_b^l = \min\{c_b^l, 20000\}, \quad \hat{\Delta}_b = \min\{\Delta_b, 280000\}$$

для каждой ЕГО  $b$ , входящей в состав ГТП, в отношении которых на оптовом рынке отсутствуют обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце:

$$\hat{c}_b^l = \begin{cases} c_b^l & , c_b^l < 20000 \\ 100000, & c_b^l \geq 20000 \end{cases} ,$$

$$\hat{\Delta}_b = \begin{cases} \Delta_b & , \Delta_b < 280000 \\ 400000, & \Delta_b \geq 280000 \end{cases} ,$$

где:

$c_b^l$  – значение параметра <цена> в паре <цена-количество> соответствующей ценовой заявки ВСВГО;

для каждой ЕГО  $b$ , относящейся к ГТП генерации  $g$  и включенной в соответствии с п. 3.2.8 Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в соответствующем календарном месяце в перечень ЕГО (групп ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в отношении которых учитывается экономия ресурса работы, или группы ЕГО, относящейся к ГТП генерации  $g$ :

$$\hat{c}_b^l = \begin{cases} c_b^l & , c_b^l < 20000 \\ 140000, & c_b^l \geq 20000 \end{cases} ,$$

$$\hat{\Delta}_b = \begin{cases} \Delta_b & , \Delta_b < 280000 \\ 560000, & \Delta_b \geq 280000 \end{cases} ,$$

$D_b$  – коэффициент, используемый для предотвращения незагрузки оборудования, в отношении которого на весь период расчета были поданы ценопринимающие заявки на выработку, а также оборудования, удовлетворяющего требованиям п. 4.9.1 Приложения № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка:

$$D_b = \begin{cases} ((\max(\mathcal{C}_F^{\text{пред}}, \mathcal{C}^{\text{пред}}) - \mathcal{C}_{\text{макс\_пара}} + 100) \text{ руб/МВтч}, & \\ \text{если } \hat{c}_b^l = 0 \text{ для всех } t \in d \text{ и } P_{bt}^l \leq \hat{P}_b^{\text{max}}, & \\ 0, & \text{во всех остальных случаях} \end{cases}$$

$\mathcal{C}_F^{\text{пред}}, \mathcal{C}^{\text{пред}}$  – предельное значение цены для целей применения при

проведении расчета ВСВГО ценопринимания в максимальной паре <цена—количество>, определяемое в соответствии с п. 4.9.2 Приложения № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*;

$\text{Ц}_{\text{макс\_пара}}$  – максимальное среди всех часов суток значение цены ( $\text{Ц}_{\text{макс\_пара}}$ ), указанное в парах <цена—количество> подзаявки ценовой заявки ВСВГО в отношении рассматриваемой ЕГО (группы ЕГО);

$\hat{P}_b^{\min}$ ,  $\hat{P}_b^{\max}$  – технический минимум, технический максимум ЕГО  $b$  соответственно, определяемые в соответствии с п. 2.3.2 Приложения № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*;

$\Delta_b$  – стоимость включения в работу ЕГО  $b$  из расчета на 1 МВт его  $\hat{P}_b^{\max}$ , указанная в заявке ВСВГО,  $t$  – индекс времени,  $d$  – сутки расчета ВСВГО,  $d = 1, 2, 3$ ,

при этом для ЕГО, в отношении которых участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) указан признак вынужденного состояния, для целей решения данной задачи значения  $c_b^l$  и  $\Delta_b$  принимаются равными 1 руб./МВт·ч;

$b \in B_{opt}$  – ЕГО, участвующие в оптимизации в момент времени  $t$ ,

$\delta_{bt}$  – булевы переменные (1 или 0 означает включенное или невключенное состояние ЕГО  $b$ , участвующего в оптимизации ВСВГО, к концу периода  $t$ ),

$[\dots]^+ = \max\{0, \dots\}$  – положительная часть величины в квадратных скобках,

$k_b$  – индивидуальный коэффициент ЕГО  $b$ , используемый для предотвращения внутрисуточных перепусков оборудования, равный

$$k_b = \sum_{\tau=t}^{t+T_{\text{пп}}} \sum_{l=1}^3 (\hat{c}_b^l P_{bt}^{l \max})_{\tau}$$

$T_{\text{пп}}$  – число часов периода, в пределах которого рассчитывается индивидуальный коэффициент  $k_b$ . Продолжительность такого периода (значение числа часов) может быть указана участником оптового рынка посредством подачи уведомления в СО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в пределах не менее 0 и не более 24 часов. При отсутствии такого уведомления значение  $T_{\text{пп}}$  устанавливается равным 24,

$P_{bt}^l$  – действительные переменные, означающие величину загрузки ЕГО или РГЕ  $b$  на  $l$ -й ступеньку к концу периода  $t$  (в МВт),

$P_{bt}^{lmax}$  – объем ступени  $l$  ценового предложения участника оптового рынка по ЕГО  $b$ , определенный следующим образом:

$$P_{bt}^{lmax} = \max \{0; V_{bt}^l - V_{bt}^{(l-1)}\}, l \in \{1,2,3\},$$

где  $V_{bt}^l$  – величина, соответствующая значению параметра <количество> в паре <цена-количество> соответствующей ценовой заявки ВСВГО; при этом значение величины  $V_{bt}^l$ , соответствующее  $l=0$ , принимается равным нулю.

В случае если максимальное значение параметра <количество> в парах <цена—количество> ценовой заявки ВСВГО в отношении ЕГО  $b$  оказывается меньше величины  $\hat{P}_b^{max}$  технического максимума генерирующего оборудования (в случае подачи интегральной суточной ценовой заявки ВСВГО – суммарного за часы операционных суток технического максимума  $\hat{P}_b^{max}$  генерирующего оборудования), которое отнесено к данной ЕГО  $b$ , то величина  $V_{bt}^l$ , соответствующая максимальному значению параметра <количество> в паре <цена-количество> ценовой заявки ВСВГО принимается равной значению указанного технического максимума генерирующего оборудования.

В случае если максимальное значение параметра <количество> в парах <цена—количество> ценовой заявки ВСВГО в отношении ЕГО  $b$  оказывается больше величины  $\hat{P}_b^{max}$  технического максимума генерирующего оборудования (в случае подачи интегральной суточной ценовой заявки ВСВГО – суммарного за часы операционных суток технического максимума  $\hat{P}_b^{max}$  генерирующего оборудования), которое отнесено к данной ЕГО  $b$ , то:

- величина  $V_{bt}^l$ , соответствующая значению параметра <количество> в паре <цена—количество> со значением параметра <количество>, являющимся минимальным значением параметра <количество> в указанных парах, которое не ниже величины указанного технического максимума генерирующего оборудования, заменяется на указанную величину технического максимума;
- величины  $V_{bt}^l$ , соответствующие парам <цена—количество>, в которых значения параметра <количество> превышают указанную величину технического максимума, не учитываются при определении величины  $P_{bt}^{lmax}$ ;

$r_{bt}^{l+}$  – действительные неотрицательные переменные, означающие величину резерва на загрузку ЕГО (РГЕ)  $b$ , которая отнесена на  $l$ -ю ступеньку, к концу периода  $t$  (в МВт),

$R$  – группа ЕГО (РГЕ), специфицированных СО для несения третичного резерва активной мощности на загрузку (см. формулу (O5) далее).

Минимум берется по булевым переменным  $\delta_{bt}$  (1 или 0 означает включенное или невключенное состояние ЕГО  $b$ , участвующего в оптимизации ВСВГО, к концу периода  $t$ ), а также по неотрицательным переменным  $P_{bt}^l$  означающим величину загрузки РГЕ  $b$  на  $l$ -ю ступеньку к концу периода  $t$  (в МВт), и  $r_{bt}^{+(-)}$  – величинам резервов на загрузку (разгрузку), оставляемых на этой ЕГО к концу периода  $t$  (в МВт),

$$\sum_{l=1}^3 r_{bt}^{l+} = r_{bt}^{+}$$

При этом для условно-оптимизируемых ЕГО, находящихся в отключенном состоянии при отсутствии признака вынужденного состояния, указанного прямым способом, принимается  $r_{bt}^{+} = \hat{P}_b^{max}$ .

При решении оптимизационной задачи должны быть выполнены ограничения следующих видов:

- 1) на параметры электроэнергетического режима (системные);
- 2) режимные генераторы, назначаемые СО;
- 3) ограничения, связанные с технологическим режимом работы электростанции, заявленные участником ОРЭМ.

#### ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА (ОБЩЕСИСТЕМНЫЕ)

Для переменных

$$P_{gt} = \sum_{b \in g} \sum_{l=1}^3 P_{bt}^l$$

$$\sum_{i \in I(j)} p_{ij}^t + \sum_{g \in G(j)} P_{gt} - \sum_{c \in C(j)} P_{ct} = 0$$

(O1) для каждого узла  $j$  сети и каждого  $t$ ,

где суммирование ведется по всем генераторам  $g$  и потребителям  $c$ , относящимся к узлу  $j$ , и по всем узлам  $i$  сети, смежным с узлом  $j$ ;

- (O2) аналогичное соотношение и пределы для реактивной мощности;
- (O3) зависимость перетоков мощности по ветвям сети от напряжений

$$p_{ij}^t = G_{ij} \left[ V_i^{t2} - \left( \frac{V_j^t V_i^t}{T_{ij}} \right) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) \right] + \Omega_{ij} \left( \frac{V_j^t V_i^t}{T_{ij}} \right) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}),$$

$$q_{ij}^t = \Omega_{ij} \left[ V_i^{t2} - \left( \frac{V_j^t V_i^t}{T_{ij}} \right) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) \right] - G_{ij} \left( \frac{V_j^t V_i^t}{T_{ij}} \right) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) - V_i^{t2} C_{ij}$$

для всех ветвей  $(i, j)$  сети и всех моментов времени  $t$ ,

где  $\Omega_{ij}$ ,  $G_{ij}$ ,  $C_{ij}$  – реактивная, активная и емкостная проводимость ветви,

$\alpha_{ij}$  и  $T_{ij}$  – коэффициенты сдвига фазы и трансформации, если ветвь  $(i, j)$  – трансформатор, в противном случае  $\alpha_{ij} = 0$  и  $T_{ij} = 1$ ;

$$\sum_{(i,j) \in S} p_{ij}^t \leq p_{st}^{max}$$

$$\sum_{(i,j) \in S} p_{ji}^t \leq p_{st}^{min}$$

- (O4) для всех  $t$  и заданных сечений  $S$ ;
- заданная СО сумма  $P_t^{+(-)}$  третичных резервов активной мощности на загрузку (разгрузку) с учетом неопределенности в прогнозе потребления к концу периода  $t$ :

$$\sum_{b \in g \in R} r_{bt}^{+(-)} > P_t^{+(-)}$$

(O5) для всех  $t$ .

### ОГРАНИЧЕНИЯ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ НАЗНАЧЕНИИ СО РЕЖИМНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

В случае назначения режимного генератора прямым способом учитывается ограничение:

(P1)  $\delta_{bt} = 1$  для соответствующих ЕГО  $b$  и интервалов  $t$ .

В случае назначения режимных генераторов Системным оператором косвенным способом для соответствующих групп ЕГО  $G_{nb}$  задаются:

- (P2) ограничения  $MIN_{P_{max}^t_{G_{nb}}}$  на минимально необходимую и  $MAX_{P_{max}^t_{G_{nb}}}$  на максимально допустимую включенную мощность:

$$MIN_{P_{max}^t_{G_{nb}}} \leq \sum_{b \in G_{nb}} P_b^{max} * \delta_{bt} \leq MAX_{P_{max}^t_{G_{nb}}}$$

- (P3) ограничение  $\chi_{G_{nb}}^{CO}$  на минимальное число включенных ЕГО:

$$\sum_{b \in G_{nb}} \delta_{bt} \geq \chi^{CO}_{G_{nb}}$$

- (P4) ограничения  $P_{min}^{CO}_{G_{nb}t}$  на минимально и  $P_{max}^{CO}_{G_{nb}t}$  на максимально допустимую нагрузку  $P_{b,t}$ :

$$P_{min} \leq \sum_{b \in G_{nb}} P_{bt} \leq P_{max}^{CO}_{G_{nb}t}, \text{ при условии } \hat{P}_b^{min} \cdot \delta_{bt} \leq P_{b,t} \leq \hat{P}_b^{max} \cdot \delta_{bt}$$

### ОГРАНИЧЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ЗАДАВАЕМЫЕ УЧАСТНИКОМ ОРЭМ

Для ЕГО, состояние которой не может быть изменено по итогам оптимизационного расчета ВСВГО («неоптимизируемая ЕГО»), в отношении соответствующих часов расчетного периода определяется:

(V0)  $\delta_{bt} = 1$  для включенных ЕГО либо  $\delta_{bt} = 0$  для отключенных ЕГО.

Для ЕГО, в отношении которых участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) прямым способом указан признак вынужденного состояния, учитывается ограничение:

- (V1)  $\delta_{bt} = 1$  для включенных ЕГО,  $\delta_{bt} = 0$  для отключенных ЕГО.

Ограничения в отношении отдельных ЕГО на переменные  $\hat{P}_{bt} = \sum_{l=1}^3 P_{bt}^l$ , обусловленные:

- (V2) техническим минимумом  $\hat{P}_b^{min}$  и максимумом  $\hat{P}_b^{max}$  ЕГО  $b$  (с учетом резервов) – для всех  $b, t$ , формально полагая  $\delta_{bt} = 1$  для ЕГО (РГЕ), являющихся включенными по заданному участником режиму включений, но не участвующих в оптимизации,

$$\hat{P}_{bt} = 0, r_{bt}^+ = 0, \text{ если } \delta_{bt} = 0, \text{ и } r_{bt}^- + \hat{P}_b^{min} < \hat{P}_{bt} < \hat{P}_b^{max} - r_{bt}^+, \text{ если } \delta_{bt} = 1;$$

- (V3) ограничений по условиям подачи заявок – для всех  $b, g, l, t, d$ :

$$P_{bt}^l + r_{bt}^{l+} = 0, \text{ если } \delta_{bt} = 0, \text{ и } P_{bt}^l + r_{bt}^{l+} = P_{bt}^{lmax}, \text{ если } \delta_{bt} = 1,$$

если участником оптового рынка в отношении ЕГО  $b$  была подана неинтегральная суточная ценовая заявка ВСВГО без признака интегральной суточной ценовой заявки ВСВГО, предусмотренного *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),

$$0 < \sum_{t \in d} P_{bt}^l < \sum_{t \in d} P_{bt}^{lmax},$$

(V3\*) если участником оптового рынка в отношении ЕГО  $b$  была ценовая заявка ВСВГО с признаком интегральной суточной ценовой заявки

ВСВГО, предусмотренным Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),

формально полагая  $P_{bt}^{0max} = 0$ ;

в качестве значений для  $t$  берутся часы или периоды из нескольких (в зависимости от ценовой зоны и от того, предварительный или основной расчет проводится на соответствующий день) идущих подряд часов: ночь, полупик (подъем), вечерний максимум, полупик (спуск) – суток  $d$ .

Дополнительно участником ОРЭМ могут быть заданы ограничения для групп ЕГО:

- (В4) минимальное число  $\chi_g$  включенных ЕГО в группе ЕГО  $g$ :

$$\sum_{b \in g} \delta_{bt} \geq \chi_g$$

при условии, что это число меньше числа ЕГО в группе ЕГО;

- (В5) для групп ЕГО, объединяющих турбогенераторы неблочных ТЭЦ (неблочных частей), участником ОРЭМ задаются ограничения на максимальную и минимальную мощность по неблочной части:

$$P \min_{G_{nb}}^t \leq \sum_{b \in G_{nb}} \hat{P}_{bt} \leq P \max_{G_{nb}}^t,$$

где  $P \min_{G_{nb}}^t$  – суммарный минимум по неблочной части  $G_{nb}$ , определяемый теплофикационной нагрузкой и промышленными отборами,

$P \max_{G_{nb}}^t$  – суммарный максимум по неблочной части  $G_{nb}$ , включая суммарный холодный резерв.

Дополнительные ограничения перепусков ЕГО:

(ОП1) если  $\delta_{bt_0} = 1$  и  $\delta_{b(t_0-1)} = 0$ , то для всех часов  $t' \in [t_0; t_0 + \Delta t_b^{\text{вкл\_min}}$  (час  $t'$  может относиться к последующим операционным суткам, если  $t_0 + \Delta t_b^{\text{вкл\_min}} > 23$ )  $\delta_{bt'} = 1$ .

Условия  $\delta_{bt_0} = 1$  и  $\delta_{b(t_0-1)} = 0$  одновременно выполняются, только если для всех часов  $t' \in [t_0 - \Delta t_b^{\text{откл\_min}}; t_0 - 1]$  (час  $t'$  может относиться к предыдущим операционным суткам, если  $t_0 - \Delta t_b^{\text{откл\_min}} < 0$ )  $\delta_{bt'} = 0$ .

(ОП2) если  $\delta_{bt_0} = 0$  и  $\delta_{b(t_0-1)} = 1$ , то для всех часов  $t' \in [t_0; t_0 + \Delta t_b^{\text{откл\_min}}]$  (час  $t'$  может относиться к последующим операционным суткам, если  $t_0 + \Delta t_b^{\text{откл\_min}} > 23$ )  $\delta_{bt'} = 0$ .

Условия  $\delta_{bt_0} = 0$  и  $\delta_{b(t_0-1)} = 1$  одновременно выполняются, только если для всех часов  $t' \in [t_0 - \Delta t_b^{\text{вкл. min}}; t_0 - 1]$  (час  $t'$  может относиться к предыдущим операционным суткам, если  $t_0 + \Delta t_b^{\text{вкл. min}} > 23$ )  $\delta_{bt'} = 1$

(ОПЗ) = Ограничение на число пусков ЕГО  $b$  в течение периода, на который СО производит данный расчет:

$$\sum_{d, t'} |\delta_{bt'} - \delta_{b(t'-1)}| \leq N_b^{\text{изм. сост. max}},$$

где  $t', t_0$  – час операционных суток;

$d$  – операционные сутки, на которые СО производит расчет выбора состава генерирующего оборудования;

$\Delta t_b^{\text{вкл. min}}$  – минимальное количество часов, в течение которых ЕГО  $b$  должна находиться во включенном состоянии, значение которого участник вправе актуализировать посредством подачи соответствующего уведомления в СО согласно *Регламенту подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

$\Delta t_b^{\text{откл. min}}$  – минимальное количество часов, в течение которых ЕГО  $b$  должна находиться в отключенном состоянии, значение которого участник вправе актуализировать посредством подачи соответствующего уведомления в СО согласно *Регламенту подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

$N_b^{\text{изм. сост. max}}$  – максимально допустимое количество изменений состояния (вкл./откл.) ЕГО  $b$  в течение периода, на который СО производит расчет выбора состава генерирующего оборудования, значение которого участник вправе актуализировать посредством подачи соответствующего уведомления в СО согласно *Регламенту подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

Ограничение на число включаемых и отключаемых ЕГО на каждой электростанции за операционные сутки:

$$(ОП4) \quad \sum_{t \in d} \sum_{b \in S} [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^+ \leq 2;$$

$$\sum_{t \in d} \sum_{b \in S} [\delta_{b(t-1)} - \delta_{bt}]^+ \leq 2 \text{ для всех } S, d,$$

где  $[\dots]^+ = \max\{0, \dots\}$  – положительная часть величины в скобках;

$S$  – множество ЕГО каждой электростанции, имеющих паровую турбину.

## 2.2. Определение выработки РГЕ $P_{gt}$

До определения плановой выработки (торгового графика) каждой РГЕ производится решение задачи РСВ.

Целевая функция:

$$\begin{aligned} & \sum_{t \in T} \sum_c \sum_l c_{ct}^l P_{ct}(l) - \sum_{g \in I} \sum_l c_{gT}^l \sum_{t \in T} P_{gt}(l) - \sum_{g \in I} \sum_{t \in T} c_{gt}^l P_{gt}(l) \\ & \pm \sum_{t \in T} \sum_s \sum_l c_{st}^l P_{st}(l) \rightarrow \max_{P_{gt}(l), P_{st}(l), P_{ct}(l), V_j^t, d_j^t} \end{aligned}$$

(A.0)

где  $T$  – период, который содержит  $t$  от 0 до 23;

$I$  – индексы генераторов, подавших на РСВ ценовую заявку с признаком интегральной.

Со следующим набором ограничений

Баланс активной и реактивной мощности в узле  $j$

$$\sum_i p_{ij}^t + \sum_g P_{gt} - \sum_c P_{ct} = 0$$

для каждого  $j$ , для каждого  $t$ ; (A.1)

$$\sum_i q_{ij}^t + \sum_g Q_{gt} - \sum_c Q_{gt}^{max}$$

для каждого  $j$ , для каждого  $t$ ; (A.1')

- суммирование ведется по всем генераторам  $g$  и потребителям  $c$ , привязанным к узлу  $j$ .

Нелинейные равенства, выражающие зависимость перетоков активной и реактивной мощности по ветвям сети от модулей и фаз напряжений, для всех ветвей  $(i, j)$  и всех  $t$ :

$$\begin{aligned} p_{ij}^t = & G_{ij} \left[ V_i^{t2} - \left( \frac{V_j^t V_i^t}{t_{ij}} \right) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) \right] + \Omega_{ij} \left( \frac{V_j^t V_i^t}{t_{ij}} \right) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) + \\ & G_{cij} V_i^{t2} \end{aligned} \quad (A.2)$$

$$q_{ij}^t = \Omega_{ij} \left[ V_i^{t2} - \left( \frac{v_j^t v_i^t}{t_{ij}} \right) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) \right] - G_{ij} \left( \frac{v_j^t v_i^t}{t_{ij}} \right) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) - V_i^{t2} B_{cij}. \quad (\text{A.2}')$$

Потери активной мощности в ветви:

$$\Delta p_{ij}^t = p_{ij}^t + p_{ji}^t$$

Ограничения перетоков активной мощности по контролируемым сечениям

$$P_{st}^{min} \leq \sum_{(i,j) \in S} (dv_{ij} p_{ij}^t - (1 - dv_{ij}) p_{ji}^t) \leq P_{st}^{max}$$

для всех  $S$  и всех  $t$ , (A.3)

где:  $S$  – контролируемые сечения, включая сечения поставки экспортно-импортных операций;  $i$  – узел начала ветви;  $j$  – узел конца ветви, в соответствии с тем, как задано в расчетной модели.

Ограничения по производству и потреблению электроэнергии

Ограничения на производство и потребление активной мощности, исходя из выбранного СО состава оборудования

$$P_{gt}^{min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{max}$$

для всех  $g, t$ , (A.4)

$$0 \leq P_{ct} \leq P_{ct}^{bid} \leq P_{ct}^{max}$$

для всех  $c, t$ . (A.5)

Ограничения на производство и потребление активной мощности, исходя из заявок участников

$$0 \leq \sum_{t \in h} P_{gt}(l) \leq P_{gh}^{bid}(l)$$

для всех  $g, l$  и (в зависимости от заявки  $g$ ) для  $h$  – часового ( $h=t$ ) или интегрального ( $t=0-23$ ) периода (подзаявки), (A.6)

$$0 \leq P_{ct}(l) \leq P_{ct}^{bid}(l)$$

для всех  $c, t, l$ . (A.7)

Ограничения по резервам активной мощности для всех  $r \in R_r$ , в отношении которых установлены интегральные ограничения на объемы производства для часа  $t$  операционных суток

$$P_{min\_t}^R \leq \sum_{g \in R_r} P_{gt} \leq P_{max\_t}^R$$

(A.8)

Ограничения, учитывающие невозможность работы в зоне недопустимой нагрузки

$$P_{gt} \leq P_{gt}^{min fz} \text{ или } P_{gt} \geq P_{gt}^{max fz}$$

для всех  $g$ , соответствующих РГЕ типа ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) (A.9)

Интегральные ограничения по водности для ГЭС.

$$W_g^{min} \leq \sum_{t=1}^{24} P_{gt} \leq W_g^{max}$$

для всех  $g$ , соответствующих РГЕ (группе РГЕ) типа ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

(A.10)

Ограничения на производство активной мощности, учитывающие скорость сброса/набора нагрузки

– для всех  $g, t$  (за исключением первого часа рассматриваемых операционных суток):

$$P_{g(t-1)} - n_{gt}^{(-)} \leq P_{gt} \leq P_{g(t-1)} + n_{gt}^{(+)}$$

– для первого часа рассматриваемых операционных суток:

- если  $n_{gt}^{(-)} \geq P_{g(t-1)} - P_{gt}^{max}$  и  $n_{gt}^{(+)} \geq P_{gt}^{min} - P_{g(t-1)}$ , то

$P_{g(t-1)} - n_{gt}^{(-)} \leq P_{gt} \leq P_{g(t-1)} + n_{gt}^{(+)}$  (полагая  $t-1=23$  предыдущих суток для  $t=0$ );

- иначе ограничения на производство активной мощности, учитывающие скорость сброса/набора нагрузки, не применяются.

Ограничения на производство реактивной мощности

$$Q_{gt}^{min} \leq Q_{gt} \leq Q_{gt}^{max} \text{ для всех } g, t.$$

(A.12)

Ограничения на пределы по напряжениям в узлах

$$0.5 * V_j^{nom} \leq V_j^t \leq 1.5 * V_j^{nom} \text{ для всех } j, t. \quad (\text{A.13})$$

Задача оптимизации с целевой функцией **(A.0)** и набором ограничений **(A.1) – (A.13)** решается одновременно для 24 интервалов планирования (часов). При этом ограничения на скорость сброса/набора нагрузки генерирующих агрегатов учитываются интегрально по **(A.11)**.

В результате решения Задачи оптимизации для каждого часа определяются равновесные цены и объемы электрической энергии, включаемые в плановое почасовое производство  $P_{gt}$  и потребление  $P_{ct}$  участников оптового рынка на сутки (торговый график).

**Список и описание использованных в фундаментальной узловой модели переменных:**

$P_{gt}(l)$	принятый объем в $l$ -й ступеньке (включая смоделированные) ценовой заявки генератора $g$ в час $t$ ;
$P_{gt}$	$P_{gt} = \sum_l P_{gt}(l)$ – «среднечасовая» активная мощность, выпускаемая генератором $g$ в час $t$ ;
$Q_{gt}$	«среднечасовая» реактивная мощность, выпускаемая/потребляемая генератором $g$ в час $t$ ;
$P_{ct}(l)$	принятый объем в $l$ -й ступеньке ценовой заявки потребителя $c$ в час $t$ ;
$P_{ct}$	$P_{ct} = \sum_l P_{ct}(l)$ – «среднечасовая» активная мощность, потребляемая участником оптового рынка по группе точек поставки потребления (далее в этом тексте – потребителем) $c$ в час $t$ ;
$p_{ij}^t$	«среднечасовой» поток активной мощности, втекающий в узел $j$ из узла $i$ в час $t$ ;
$q_{ij}^t$	«среднечасовой» поток реактивной мощности, втекающий в узел $j$ из узла $i$ в час $t$ ;
$V_j^t$	модуль напряжения в узле $j$ в час $t$ ;
$d_j^t$	угол (фаза) напряжения в узле $j$ в час $t$ .
$P_{st}(l)$	принятый объем в $l$ -й ступени ценовой заявки импорта/экспорта $s$ в час $t$ .

$P_{st}$	$P_{st} = \sum_l P_{st}(l)$ – «среднечасовая» активная мощность в сечении импорта/экспорта $s$ в час $t$ .
$P_t^{\text{нцз\_цз}}$	«среднечасовая» активная мощность перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во вторую ценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области) в час $t$
$P_t^{\text{цз\_нцз}}$	«среднечасовая» активная мощность перетока электрической энергии из второй ценовой зоны в неценовую зону Дальнего Востока (за исключением перетоков электрической энергии в изолированные энергорайоны Амурской области и (или) Республики Саха (Якутия)) в час $t$ .
$P_{gt}^{\text{ПДГ}}$	мощность генератора $g$ в час $t$ по прогнозному диспетчерскому графику;
$P_{ct}^{\text{max}}$	максимальная «среднечасовая» активная мощность, планируемая для потребления потребителем $s$ в час $t$ (БД);
$Q_{ct}^{\text{max}}$	«среднечасовая» реактивная мощность, планируемая СО для потребителя $s$ в час $t$ (заданная функция от прогноза потребления);
$P_{gt}^{\text{min}}$	нижний предел регулирования генератора $g$ в час $t$ ;
$P_{gt}^{\text{max}}$	верхний предел регулирования генератора $g$ в час $t$ ;
$P_{gt}^{\text{уст}}$	установленная (рабочая, если больше) мощность (БД) генератора $g$ в час $t$ ;
$Q_{gt}^{\text{min}}$	нижний предел генерации/потребления реактивной мощности генератором $g$ в час $t$ ;
$Q_{gt}^{\text{max}}$	верхний предел генерации/потребления реактивной мощности генератором $g$ в час $t$ ;
$n_{gt}^{(-)}$	максимальное допустимое значение снижения нагрузки генератором $g$ при переходе от начала часа $t$ к концу часа $t$ , определенное на основе данных, представленных в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) (по умолчанию полагается равным $P_{gt}^{\text{уст}}$ );

$n_{gt}^{(+)}$	максимальное допустимое значение увеличения нагрузки генератором $g$ при переходе от начала часа $t$ к концу часа $t$ , определенное на основе данных, представленных в составе актуализированной расчетной модели в соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели</i> (Приложение № 3 к <i>Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка</i> ) (по умолчанию полагается равным $P_{gt}^{уст}$ );
$P_{gt}^{min Q}$	часовые значения теплофикационного минимума генератора $g$ в час $t$ ;
$W_g^{min}$	установленное СО интегральное минимальное значение производства активной мощности РГЕ ГЭС (группы РГЕ ГЭС), к которой отнесен генератор $g$ , в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели</i> (Приложение № 3 к <i>Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка</i> );
$W_g^{max}$	установленное СО интегральное максимальное значение производства активной мощности РГЕ ГЭС (группы РГЕ ГЭС), к которой отнесен генератор $g$ , в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели</i> (Приложение № 3 к <i>Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка</i> );
$P_{min\_t}^R$	обусловленное необходимостью поддержания резервов активной мощности установленное СО максимальное значение производства активной мощности для набора генераторов $R_r$ , обеспечивающих резерв и отнесенных к РГЕ (группе РГЕ) ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели</i> (Приложение № 3 к <i>Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка</i> );
$P_{max\_t}^R$	обусловленное необходимостью поддержания резервов активной мощности установленное СО минимальное значение производства активной мощности для набора генераторов $R_r$ , обеспечивающих резерв и отнесенных к РГЕ (группе РГЕ) ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с

	<i>Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);</i>
$R_r$	набор генераторов $r$ , обеспечивающих резерв и отнесенных к РГЕ (группе РГЕ) ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство в соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);</i>
$V_j^{\text{НОМ}}$	номинальное напряжение в узле $j$ ;
$\Omega_{ij}$	продольная реактивная проводимость ветви $(i, j)$ , $\Omega_{ij} = \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2},$ где $R_{ij}$ – активное сопротивление ветви, $X_{ij}$ – индуктивное сопротивление ветви;
$G_{ij}$	продольная активная проводимость ветви $(i, j)$ , $G_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2},$ где $R_{ij}$ – активное сопротивление ветви, $X_{ij}$ – индуктивное сопротивление ветви;
$B_{cij}$	поперечная реактивная проводимость в узле $(i)$ ветви $(i, j)$ ;
$G_{cij}$	поперечная активная проводимость в узле $(i)$ ветви $(i, j)$ ;
$G_i$	активная проводимость шунта в узле $(i)$ ;
$B_i$	реактивная проводимость шунта в узле $(i)$ ветви $(i, j)$ ;
$\alpha_{ij}$	Фазосдвигающий коэффициент ветви $(i, j)$ (если ветвь $(i, j)$ - трансформатор, в противном случае равен 0);
$t_{ij}$	Коэффициент трансформации ветви $(i, j)$ (если ветвь $(i, j)$ - трансформатор, в противном случае 1);
$dv_{ij}$	Коэффициент деления ветви $(i, j)$ в сечении (БД);
$p_{st}^{\text{min}}$	нижний предел пропускной способности сечения $S$ в час $t$ , включая сечения поставки экспортно-импортных операций;

$p_{st}^{max}$	верхний предел пропускной способности сечения $S$ в час $t$ , включая сечения поставки экспортно-импортных операций;
$p_{st}^{TF}$	плановый переток по сечению $S$ поставки экспортно-импортных операций в час $t$ ;
$P_t^{ncz\_cz\_PDG}$	переданный в составе актуализированной расчетной модели объем перетока электрической энергии из неценовой зоны Дальнего Востока во вторую ценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные энергорайоны Забайкальского края и Иркутской области) в час $t$
$P_t^{cz\_ncz\_PDG}$	переданный в составе актуализированной расчетной модели объем перетока электрической энергии из второй ценовой зоны и неценовую зону Дальнего Востока (за исключением перетоков электрической энергии в изолированные энергорайоны Амурской области и (или) Республики Саха (Якутия)) в час $t$
$P_{gt}^{min fz}$	нижняя граница зоны недопустимой нагрузки генерирующего оборудования для РГЕ типа ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство
$P_{gt}^{max fz}$	верхняя граница зоны недопустимой нагрузки генерирующего оборудования для РГЕ типа ГЭС, в отношении которой СО задаются интегральные ограничения на производство
$V_{jt}^{PDG}$	модуль напряжения в узле $j$ в час $t$ согласно прогнозному диспетчерскому графику
$P_{gt}^{bid}(l)$	<p>«среднечасовая» активная мощность, соответствующая объему <math>l</math>-й ступени в поузловой модельной паре «цена-количество», построенной по ценовой заявке генератора <math>g</math> на час (период) <math>t</math>, где <math>l \in \{-2, -1, 0, 1, 2, 3\}</math> (БД), следующим образом:</p> <p>смоделированные ступени, добавленные с целью учета объемов приоритетной загрузки, с ценой, близкой к нулю, на объемы <math>P_{gt}^{bid}(-2)</math>, <math>P_{gt}^{bid}(-1)</math> и <math>P_{gt}^{bid}(0)</math> в порядке приоритета;</p> <p>три ступени из заявки со значимой ценой с объемами <math>P_{gt}^{bid}(1)</math>, <math>P_{gt}^{bid}(2)</math> и <math>P_{gt}^{bid}(3)</math> соответственно;</p>

$P_{gt}^{bid}$	$P_{gt}^{bid} = \sum_l P_{gt}^{bid}(l)$ – «среднечасовая» активная мощность, соответствующая максимальному количеству в поузловой модельной паре «цена-количество» генератора $g$ в час (период) $t$ ;
$c_{gt}^l$	<p>ценовая компонента, соответствующая <math>l</math>-й ступени в поузловой модельной паре «цена-количество», построенной по ценовой заявке генератора <math>g</math> на час (период) <math>t</math>, где <math>l \in \{-2, -1, 0, 1, 2, 3\}</math> (БД), в том числе:</p> <p>смоделированные ценовые компоненты в заявке генератора <math>g</math> на час <math>t</math>, добавленные с целью учета объемов приоритетной загрузки, с ценой, близкой к нулю для <math>l \in \{-2, -1, 0\}</math>;</p> <p>три значимые ценовые компоненты в заявке генератора <math>g</math> на час (период) <math>t</math> с ценами <math>c_{gt}^1 \leq c_{gt}^2 \leq c_{gt}^3</math>;</p>
$T_g^g$	величина Тээ, определенная согласно подпункту $g$ пункта 1.1 приложения 1 к <i>Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед</i> (Приложение № 7 к <i>Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка</i> );
$P_{ct}^{bid}(l)$	<p>«среднечасовая» активная мощность, соответствующая объему <math>l</math>-й ступени в поузловой модельной паре «цена-количество», построенной по ценовой заявке потребителя <math>c</math> на час <math>t</math>, где <math>l \in \{-2, -1, 0, 1, 2, 3\}</math> (БД), следующим образом:</p> <p>смоделированные ступени, добавленные с целью учета объемов приоритетного потребления, с ценой, превышающей максимальную, на объемы <math>P_{ct}^{bid}(-2)</math>, <math>P_{ct}^{bid}(-1)</math> и <math>P_{ct}^{bid}(0)</math> в порядке приоритета;</p> <p>три ступени из заявки со значимой ценой с объемами <math>P_{ct}^{bid}(1)</math>, <math>P_{ct}^{bid}(2)</math> и <math>P_{ct}^{bid}(3)</math> соответственно;</p>
$P_{ct}^{bid}$	$P_{ct}^{bid} = \sum_l P_{ct}^{bid}(l)$ – «среднечасовая» активная мощность, соответствующая максимальному количеству в поузловой модельной паре «цена-количество» потребителя $c$ в час $t$ ;
$c_{ct}^l$	ценовая компонента, соответствующая $l$ -й ступени в поузловой модельной паре «цена-количество», построенной по ценовой заявке потребителя $c$ на час $t$ , где $l \in \{-2, -1, 0, 1, 2, 3\}$ (БД), в том числе:

	<p>смоделированные ценовые компоненты в заявке потребителя <math>s</math> на час <math>t</math>, добавленные с целью учета объемов приоритетного потребления, с ценой, превышающей максимальную, для <math>l \in \{-2, -1, 0\}</math>;</p> <p>три значимые ценовые компоненты в заявке потребителя <math>s</math> на час <math>t</math> с ценами <math>c_{ct}^1 \geq c_{ct}^2 \geq c_{ct}^3</math>.</p>
$P_{st}^{bid}(l)$	«среднечасовая» активная мощность, соответствующая объему 1-й ступени в узловоей модельной паре «цена-количество», полученной из ценовой заявки, поданной на час $t$ в отношении ГТП экспорта или ГТП импорта зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта $s$ , в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).
$c_{st}^l$	ценовые компоненты заявки на час $t$ в отношении ГТП экспорта или ГТП импорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта $s$ , в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

### 2.3. Определение выработки ЕГО $P_{bt}$

Плановая выработка ЕГО определяется исходя из плановой выработки РГЕ, в состав которой она входит, пропорционально её установленной мощности:

$$P_{bt} = P_{gt} * \frac{P_b^{уст}}{\sum_{gt} (P_b^{уст} * \delta_{bt})}$$

где  $P_b^{уст}$  – установленная мощность ЕГО  $b$ , входящей в состав РГЕ  $g$ .

### 2.4. Определение расхода топлива ЕГО $V_{bt}$

Плановый расход условного топлива ЕГО определяется исходя из плановой выработки ЕГО и коэффициента, отражающего зависимость расхода условного топлива от выработки ЕГО:

$$B_{bt} = P_{bt} * b_{bt}$$

где  $b_{bt}$  – значение расхода условного топлива блока  $b$  при его нагрузке  $P_{bt}$

## 2.5. Определение выбросов CO<sub>2</sub> ЕГО $V_{bt}^{CO_2}$

Плановый объём выбросов CO<sub>2</sub> определяется исходя из планового объёма расхода условного топлива ЕГО и коэффициента, отражающего зависимость объёма выбросов CO<sub>2</sub> от типа условного топлива:

$$V_{bt}^{CO_2} = B_{bt} * k_f^{CO_2}$$

где  $k_f^{CO_2}$  – справочный коэффициент выбросов от типа используемого топлива  $f$ .

## 2.6. Определение объёма выбросов CO<sub>2</sub> для ценовых зон $V^{CO_2}$

Совокупный плановый объём выбросов CO<sub>2</sub> в ценовых зонах определяется как сумма плановых объёмов выбросов CO<sub>2</sub> РГЕ, отнесённых к ценовым зонам:

$$V^{CO_2} = \sum_{b,t} V_{bt}^{CO_2}$$

## 2.7. Определение параметров ценовых заявок потребителей без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления $P_{ct,DR,czsp}^{bid}(l)$

В часы наступления событий снижения потребления в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии объём заявки в последней ступени  $l$  для ГТП потребления с увеличивается на объём ЦЗСП и объём, задействованный в управлении изменением режима потребления

$$P_{ct,DR,czsp}^{bid}(l) = P_{ct}^{bid} + P_{ct,DR,czsp}$$

## 2.8. Определение объёма выбросов CO<sub>2</sub> для ценовых зон $V_{DR,czsp}^{CO_2}$ без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления

Для модифицированных согласно п.2.7 заявок потребителей проводятся расчёты, аналогичные пп. 2.1.-2.5, и определяется суммарный по ЕГО объём выбросов CO<sub>2</sub> для ценовых зон без учёта ЦЗСП и событий снижения

потребления в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии:

$$V_{DR,czsp}^{CO_2} = \sum_{b,t} V_{bt,DR,czsp}^{CO_2}$$

### 2.9. Определение сокращения объёма выбросов CO<sub>2</sub> для ценовых зон $dV_{DR,czsp}$ от ЦЗСП и событий снижения потребления

Изменение объёмов выбросов CO<sub>2</sub> рассчитывается как разница объёмов выбросов CO<sub>2</sub> с ЦЗСП и событиями снижения потребления в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии и объёмов выбросов CO<sub>2</sub> без таковых:

$$dV_{DR,czsp} = V_{DR,czsp}^{CO_2} - V^{CO_2}$$

### 2.10. Определение сокращения объёма выбросов CO<sub>2</sub> для ГТП потребления $dV_{ct,DR,czsp}$ от ЦЗСП и событий снижения потребления

Изменение объёмов выбросов CO<sub>2</sub> для ГТП определяется пропорционально объёму ЦЗСП и объёму снижения потребления (в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии).

$$dV_{ct,DR,czsp} = dV_{DR,czsp} * \frac{P_{ct,DR,czsp}}{\sum P_{ct,DR,czsp}}$$

## 3. Исходные данные для проведения расчёта.

Учитывая, что предлагаемая методология будет носить общедоступный характер, в качестве исходных данных предлагается использовать данные, размещенные в публичной сети Интернет на следующих сайтах:

- Сайт балансирующего рынка (СБР) АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») (<https://br.sops.ru/VSVGGO/OnOffSubRf>)

- «Предложение ТЭС по регионам (пуски)»
- «Пуски и остановы по регионам»

- Сайт АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС»)

(<https://www.atsenergo.ru/nreports?access=public&region=eur>):

- «Торговый график для режимных генерирующих единиц»
- «Отчёт о перетоках мощности по контролируемым сечениям»
- «Отчёт о плановых почасовых перетоках электрической энергии по ветвям расчетной модели»
- «Отчёт о равновесных ценах в наиболее крупных узлах расчётной модели»
- «Отчет о параметрах спроса и предложения»
- «Объем перетока по сечениям с НЦЗА(К)»
- «Объемы суммарных нагрузочных потерь э/э по каждой ГТП потребления за день»
- «Отчёт по потреблению ГТПП»

- НТД по зависимости УРУТ от выработки электроэнергии

- Методика количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденная приказом Минприроды России от 27.05.2022 N 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»

- Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов, утвержденные приказом Минприроды России от 29.06.2017 N 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

## Пример расчёта

(дата события - 11.12.2023, парниковый газ – CO<sub>2</sub>)

### 1. Определение состояния ЕГО (в соответствии с п.2.1 методики)

Решается задача ВСВГО, в ходе которой на каждый час определяется состояние (включено/отключено) каждой оптимизируемой ЕГО.

#### Количество включенных оптимизируемых ЕГО 11.12.2023

Час	$\sum \delta_{bt}$ , шт
0:00	862
1:00	863
2:00	868
3:00	873
...	...
21:00	897
22:00	897
23:00	898

$\sum \delta_{bt}$  – количество включенных ЕГО на указанный час, состояние которых оптимизируется в результате решения задачи ВСВГО.

### 2. Определение выработки РГЕ (в соответствии с п.2.2 методики)

Решается задача РСВ, в ходе которой на каждый час определяется торговый график каждой РГЕ.

#### Выработка отдельных РГЕ 11.12.2023

Час	Номер РГЕ	$P_{gt}$ , МВтч
...	...	...
13:00	2022	285
13:00	2023	60
13:00	3216	165
13:00	5051	87.235
...	...	...
23:00	2315	190
23:00	2316	190
23:00	2317	200
23:00	10866	140

23:00	10867	140
23:00	10492	149
		3 541 002

Где  $P_{gt}$  – ТГ РГЕ по результатам расчёта РСВ.

### 3. Определение выработки ЕГО (в соответствии с п.2.3 методики)

Выработка РГЕ, определённая в п.2, разносится на отдельные ЕГО, состав которых определён в п.1, пропорционально их установленной мощности.

Для 13 часа 11.12.2023 ЕГО №31631008, отнесённой к РГЕ №2022:

$$P_{b=31631008,t=13} = P_{g=2022,t=13} * \frac{P_{b=31631008}^{уст}}{\sum_{g=2022,t=13} (P_b^{уст} * \delta_{bt})} = 285 * \frac{110}{355} = 88.31 \text{ МВтч}$$

### Выработка отдельных ЕГО 11.12.2023

Час	Номер РГЕ	Номер ЕГО	$P_{gt}$ , МВтч	$P_b^{уст}$ , МВт	$P_b^{уст}$ , МВт	$P_{bt}$ , МВтч
...	...	...	...	...	...	...
13:00	2022	31631006	285	355	60	48.169
13:00	2022	31631009	285	355	80	64.225
13:00	2022	31631007	285	355	105	84.296
13:00	2022	31631008	285	355	110	88.31
13:00	2023	31631010	60	80	80	60
13:00	3216	32260103	165.001	300	300	165.001
13:00	5051	31011301	87.236	110	110	87.236
...	...	...	...	...	...	...
23:00	2315	68650109	110	200	200	110
23:00	2316	68650110	110	200	200	110
23:00	2317	68650111	100	200	200	100
23:00	10492	35720208	149	230	230	149
23:00	10866	35720108	140	200	200	140
23:00	10867	35720109	140	200	200	140

Где  $P_{bt}$  – ТГ ЕГО.

#### 4. Определение расхода топлива ЕГО (в соответствии с п.2.4 методики)

Расход топлива на производство электроэнергии определяются исходя из выработки ЕГО, определённой в п.3, путём умножения её на справочное значение удельного расхода условного топлива.

Для 13 часа 11.12.2023 ЕГО №31631008, отнесённой к РГЕ №2022:

$$B_{bt} = P_{bt} * b_{bt} = 88.31 * 0.38357698 = 33.87368 \text{ т. у. т}$$

#### 5. Определение выбросов CO<sub>2</sub> ЕГО (в соответствии с п.2.5 методики)

Объём выбросов CO<sub>2</sub> от производства электроэнергии определяются исходя из расхода топлива ЕГО, определённой в п.4, путём умножения его на справочное значение коэффициента выбросов.

Для 13 часа 11.12.2023 ЕГО №31631008, отнесённой к РГЕ №2022:

$$V_{bt}^{CO_2} = B_{bt} * k_f^{CO_2} = 33.87368 * 1.59 = 53.8592 \text{ т CO}_2$$

#### 6. Определение выбросов CO<sub>2</sub> ценовых зон (в соответствии с п.2.6 методики)

Объём выбросов от производства электроэнергии в ценовых зонах определяются как сумма объёмов выбросов ЕГО, входящих в данные ценовые зоны, за 24 часа.

Для 11.12.2023:

$$V^{CO_2} = \sum_{b,t} V_{bt}^{CO_2} = 1\ 355\ 997 \text{ т CO}_2$$

#### 7. Определение параметров ценовых заявок потребителей без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.7 методики)

Объём последней ступени заявки ГТПп увеличивается на объём, соответствующий объёму, на который ГТПп снижала потребление в ходе

наступления событий управления спросом. Расчёт на примере одной из ГТПп Агрегатора, участвующего в оказании услуг.

Для 13 часа 11.12.2023 ГТПп Р.....ЕМ:

$$P_{ct,DR,czsp}^{bid}(l) = P_{ct}^{bid} + P_{ct,DR,czsp} = 17 + 6.5 = 23.5$$

### Потребление ГТПп Р...ГСЕМ 11.12.2023

Час	$P_{ct}^{bid}$ , МВтч	$P_{ct,DR,czsp}$ , МВтч	$P_{ct,DR,czsp}^{bid}$ , МВтч
0:00	23.5	0	23.5
1:00	23.5	0	23.5
2:00	23.5	0	23.5
3:00	23.5	0	23.5
4:00	23.5	0	23.5
5:00	23.5	0	23.5
6:00	23.5	0	23.5
7:00	23.5	0	23.5
8:00	23.5	0	23.5
9:00	23.5	0	23.5
10:00	23.5	0	23.5
11:00	23.5	0	23.5
12:00	23.5	0	23.5
13:00	17	6.5	23.5
14:00	17	6.5	23.5
15:00	17	6.5	23.5
16:00	17	6.5	23.5
17:00	23.5	0	23.5
18:00	23.5	0	23.5
19:00	23.5	0	23.5
20:00	23.5	0	23.5

21:00	23.5	0	23.5
22:00	23.5	0	23.5
23:00	23.5	0	23.5

Где  $P_{ct}^{bid}$  – потребление ГТПп с учётом события управления спросом;

$P_{ct,DR,czsp}$  - объём, на который ГТПп снижала потребление в ходе наступления событий управления спросом;

$P_{ct,DR,czsp}^{bid}$  - потребление ГТПп без учёта события управления спросом.

### 8. Определение выработки РГЕ без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.2 и п.2.8 методики)

Решается задача РСВ, где потребление отдельных ГТПп увеличено в соответствии с п.7, в ходе которой на каждый час определяется торговый график каждой РГЕ.

#### Выработка отдельных РГЕ без учёта ЦЗСП и событий управления спросом

11.12.2023

Час	Номер РГЕ	$P_{gt}$ , МВтч	$P_{gt,czsp}$ , МВтч
...	...	...	...
13:00	2022	285	311.248
13:00	2023	60	67.478
13:00	3216	165.001	169.073
13:00	5051	87.236	110
...	...	...	...
23:00	2315	190	181.417
23:00	2316	190	181.417
23:00	2317	200	190.747
23:00	10866	140	152.441
23:00	10867	140	152.441
23:00	10492	149	157
		3 540 936	3 542 198

Где  $P_{gt}$  – ТГ РГЕ по результатам расчёта РСВ с учётом события управления спросом;

$P_{gt,czsp}$  - ТГ РГЕ без учёта события управления спросом.

### 9. Определение выработки ЕГО без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.3 и п.2.8 методики)

Выработка РГЕ, определённая в п.8, разносится на отдельные ЕГО, состав которых определён в п.1, пропорционально их установленной мощности.

Для 13 часа 11.12.2023 ЕГО №31631008, отнесённой к РГЕ №2022:

$$P_{b=31631008,t=13,czsp} = P_{g=2022,t=13,czsp} * \frac{P_{b=31631008}^{уст}}{\sum_{g=2022,t=13} (P_b^{уст} * \delta_{bt})} = 355 * \frac{110}{355} = 96.443 \text{ МВтч}$$

### Выработка отдельных ЕГО без учёта ЦЗСП и событий управления спросом

11.12.2023

Час	РГЕ	ЕГО	$P_{gt,czsp}$ , МВтч	$P_b^{уст}$ , МВт	$P_b^{уст}$ , МВт	$P_{bt,czsp}$ , МВтч
...	...	...	...	...	...	...
13:00	2022	31631006	311.248	355	60	52.605
13:00	2022	31631009	311.248	355	80	70.14
13:00	2022	31631007	311.248	355	105	92.059
13:00	2022	31631008	311.248	355	110	96.443
13:00	2023	31631010	67.478	80	80	67.478
13:00	3216	32260103	169.073	300	300	169.073
13:00	5051	31011301	110	110	110	110
...	...	...	...	...	...	...
23:00	2315	68650109	110	200	200	110
23:00	2316	68650110	110	200	200	110
23:00	2317	68650111	100	200	200	100
23:00	10492	35720208	157	230	230	157
23:00	10866	35720108	140	200	200	140

23:00	10867	35720109	140	200	200	140
-------	-------	----------	-----	-----	-----	-----

Где  $P_{gt}$  – ТГ РГЕ по результатам расчёта РСВ с учётом события управления спросом;

$P_{gt,czsp}$  - ТГ РГЕ без учёта события управления спросом.

### **10.Определение расхода топлива ЕГО без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.4 и п.2.8 методики)**

Расход топлива на производство электроэнергии определяются исходя из выработки ЕГО, определённой в п.9, путём умножения её на справочное значение удельного расхода условного топлива.

Для 13 часа 11.12.2023 ЕГО №31631008, отнесённой к РГЕ №2022:

$$B_{bt,czsp} = P_{bt,czsp} * b_{bt,czsp} = 99.443 * 0.381812 = 36.82306 \text{ т. у. т}$$

### **11.Определение выбросов CO2 ЕГО без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.5 и п.2.8 методики)**

Объём выбросов от производства электроэнергии определяются исходя из расхода топлива ЕГО, определённой в п.10, путём умножения его на справочное значение коэффициента выбросов.

Для 13 часа 11.12.2023 ЕГО №31631008, отнесённой к РГЕ №2022:

$$V_{bt,czsp}^{CO_2} = B_{bt,czsp} * k_f^{CO_2} = 36.82306 * 1.59 = 58.5487 \text{ т CO}_2$$

### **12.Определение выбросов CO2 ценовых зон без учёта ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.6 и п.2.8 методики)**

Объём выбросов от производства электроэнергии в ценовых зонах определяются как сумма объёмов выбросов ЕГО, входящих в данные ценовые зоны, за 24 часа.

Для 11.12.2023:

$$V_{DR,czsp}^{CO_2} = \sum_{b,t} V_{bt,DR,czsp}^{CO_2} = 1\,356\,919 \text{ т CO}_2$$

**13.Определение объёма сокращения выбросов CO<sub>2</sub> для ценовых зон от ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.9 методики)**

Для 11.12.2023:

$$dV_{DR,czsp} = V_{DR,czsp}^{CO_2} - V^{CO_2} = 1\,356\,919 - 1\,355\,997 = 922 \text{ т CO}_2$$

**14.Определение объёма сокращения выбросов CO<sub>2</sub> для ГТПп от ЦЗСП и событий снижения потребления (в соответствии с п.2.10 методики)**

Для 11.12.2023 ГТПп PRODGCЕМ:

$$dV_{ct,DR,czsp} = dV_{DR,czsp} * \frac{P_{ct,DR,czsp}}{\sum P_{ct,DR,czsp}} = 922 * \frac{26}{1455.3} = 16.5 \text{ т CO}_2$$

Аналогичный расчет производится для остальных ГТПп Агрегатора и дней событий снижения потребления.