

© 2022 г. Э.К. АРАКЕЛЯН, д-р техн. наук (ArakelianEK@mpei.ru),
А.В. АНДРЮШИН, д-р техн. наук (AndriushinAV@mpei.ru),
С.В. МЕЗИН, канд. техн. наук (MezinSV@mpei.ru),
А.А. КОСОЙ, канд. техн. наук (KosoyAA@mpei.ru),
Ю.Ю. ЯГУПОВА (YagupovaYY@mpei.ru),
Д.А. ЮПАТОВ (YupatovDA@mpei.ru),
(Национальный исследовательский университет “МЭИ”, Москва),
Ф.Ф. ПАЩЕНКО, д-р техн. наук (Pif-70@yandex.ru)
(Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, Москва)

ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ВЫБОРЕ СОСТАВА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ¹

Проведен анализ применяемой в настоящее время методики выбора состава включенного генерирующего оборудования применительно к ТЭЦ со сложным составом оборудования на базе традиционных теплофикационных агрегатов и парогазовых установок (ПГУ). Выявлено, что указанная задача решается на базе экономического критерия без учета фактора надежности. Приведены особенности режимов эксплуатации ПГУ на примере ПГУ-450 и проблемы их учета при выборе вариантов состава оборудования ТЭЦ. Предложена методика учета фактора надежности при выборе и сокращении числа допустимых вариантов по критерию минимального обобщенного риска. Показано, что его применение позволяет определить приоритетный порядок рассмотрения допустимых вариантов с целью выбора оптимального из них, который обеспечит надежную работу на рынке электроэнергии и получение максимальной прибыли. Применительно к ТЭЦ с теплофикационными агрегатами ПТ-80 и ПГУ-450 рассмотрен алгоритм выбора возможных режимов работы ПГУ при прохождении провала нагрузки в зимний период работы станции. Рассмотрены общие подходы к решению поставленной задачи с учетом предложенного подхода к учету фактора надежности.

Ключевые слова: рынок электроэнергии, состав, генерирующее оборудование, учет, фактор надежности, обобщенный риск, ущерб, выбор, оптимальный вариант, максимальная прибыль.

DOI: 10.31857/S0005231022050105, **EDN:** ABWWKM

1. Введение

Подготовка и выход станции на рынок электроэнергии и мощности включает три взаимосвязанных этапа: выбор состава включенного генерирующего

¹ Исследование выполнено с финансовой поддержкой Российского научного фонда по гранту № 19-19-00601.

оборудования (этап ВСВГО) за 3–4 сут до оперативных суток, подготовка и представление станцией ценовых заявок на рынок «на сутки вперед» (этап РСВ) при известном составе генерирующего оборудования за одни сутки до оперативных; этап оперативного выполнения диспетчерского графика по выработке электроэнергии и поставке тепла. Третий этап включает также подэтап участия станции в конкурентном балансирующем рынке (БР) [1–4].

В [5] изложены методические подходы оптимального распределения тепловой и электрической нагрузки на базе многокритериального подхода применительно к теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) со сложным составом оборудования с учетом факторов экономичности, надежности и экологии. Практическая реализация изложенного подхода при работе электростанций в рыночных условиях зависит как от конкретного состава генерирующего оборудования, так и на каком этапе выхода станции на рынок электроэнергии и мощности решается данная оптимизационная задача.

В предлагаемой статье рассматривается один из возможных методических подходов к решению данной сложной практической задачи на этапе ВСВГО применительно к теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) со сложным составом оборудования в составе теплофикационных агрегатов и ПГУ, например одна ПГУ450, два теплофикационных агрегата типа ПТ-80 и несколько пиковых водогрейных котлов (ПВК) типа КВГМ-180. Выбор рассматриваемого состава генерирующего оборудования обусловлен тем, что в большинстве случаев ПГУ устанавливаются в пределах существующих тепловых электростанций (ТЭС) и, благодаря ряду их преимуществ по сравнению с традиционными энергоустановками, в том числе более высокой экономичности во всем регулируемом диапазоне нагрузок как в теплофикационном, так и в конденсационном режимах, наличие в составе ПГУ высокоманевренных газовых турбин, приспособленных к быстрому изменению нагрузки, способствуют эффективному участию станции в регулировании нагрузки и частоты энергосистемы. Отличие предлагаемого подхода от традиционных — учет фактора надежности на этапе решения задачи ВСВГО.

2. Особенности режимов работы ПГУ на пониженных нагрузках

Наличие ПГУ в составе генерирующего оборудования накладывает некоторые особенности на решение поставленной задачи. Электрическая нагрузка ПГУ и отпускаемое тепло зависят от температуры наружного воздуха. Поэтому абсолютная величина электрической нагрузки и количество отпускаемого тепла будут зависеть от температуры атмосферного воздуха, от выбранного состава и режимов работающего оборудования. Как показали предварительные расчеты применительно к ТЭЦ с традиционными теплофикационными агрегатами и теплофикационной ПГУ, учет температуры наружного воздуха вызывает изменению допустимых пределов изменения мощности ПГУ и эффективности ее работы, что приводит к перераспределению тепловой нагрузки между ПГУ и теплофикационной турбиной — при повышении тем-

пературы в пользу теплофикационной турбины, при снижении — в пользу ПГУ.

При работе ПГУ по тепловому графику одинаковому количеству отпускаемого тепла могут соответствовать различные электрические нагрузки при различном составе оборудования и различной нагрузке газовой турбоустановки (ГТУ). При этом каждое сочетание тепловой и электрической нагрузки можно реализовать несколькими способами, отличающимися между собой по составу оборудования и расходу топлива. При наличии в составе оборудования второй ПГУ к этому еще добавится возможность работы второй ГТУ при нагрузке, отличающейся от нагрузки первой ГТУ, и, таким образом, понятна сложность выбора оптимальных состава и режимов работы оборудования при заданных значениях тепловой нагрузки и температуры атмосферного воздуха.

Помимо указанной зависимости мощности ПГУ от температуры наружного воздуха, при работе ПГУ на пониженных нагрузках, как показал опыт их эксплуатации, существует ряд ограничений, учет которых обязателен как при выборе состава генерирующего оборудования, так и при распределении нагрузки. Учитывая отличительную особенность режимов работы ПГУ от режимов работы традиционных теплофикационных агрегатов, кратко перечислим основные из них на примере теплофикационного энергоблока ПГУ-450.

1. Ограниченные пределы регулировочного диапазона, обусловленные несколькими факторами, в том числе:

— допустимой температурой пара высокого давления перед паровой турбиной (ПТ), обусловленной отсутствием регулирования температуры пара высокого давления (ВД), и, как следствие, ее снижение перед ПТ в процессе разгрузки ПГУ и увеличение влажности пара на выходе цилиндра низкого давления (ЦНД), что недопустимо по условию надежности ее работы, так как это приводит к повышению опасности эрозийного износа рабочих лопаток. По этой причине в соответствии с эксплуатационной инструкцией завода-изготовителя ПТ не рекомендуется работа турбины при температуре пара ВД ниже 440°C . Такая температура достигается при нагрузке ПГУ-450 60% от ее максимальной мощности (при температуре наружного воздуха 15°C);

— экологические характеристики оказывают влияние на нижнюю границу регулировочного диапазона нагрузок ПГУ. При снижении нагрузки газовой турбины (ГТ) ниже 85 МВт изменяется режим горения газа, характеризующийся большими выбросами оксидов азота. Таким образом, для обеспечения запаса достижения данного режима нагрузка энергоблока не должна опускаться ниже 275–285 МВт при работе ПГУ с полным составом оборудования (2 ГТ+2 котла-утилизатора (КУ) и 1 ПТ) и 135–143 МВт с неполным составом (1ГТ+1КУ+ПТ).

— в регулировочном диапазоне электрических нагрузок выделяется экономический диапазон нагрузок, который практически определяется диапазоном работы внешнего направляющего аппарата (ВНА) компрессора ГТУ. Этот

диапазон нагрузок уже регулировочного и характеризуется меньшим изменением коэффициента полезного действия (КПД) по сравнению с диапазоном нагрузок при полностью прикрытом ВНА. При нагрузках ГТУ ниже 95 МВт КПД ПГУ-450Т снижается еще быстрее из-за уменьшения параметров пара ВД после КУ, что приводит к соответствующему снижению КПД ПТ, который до этого снижался медленно.

— нижняя граница экономичного диапазона нагрузок при работе двух ГТУ не «стыкуется» с верхней границей экономичного диапазона при работе одной ГТУ. Этот разрыв при работе ПГУ в конденсационном режиме составляет примерно 10% номинальной мощности одной ГТУ. При работе ПГУ в теплофикационном режиме величина разрыва зависит от тепловой нагрузки — чем больше тепловая нагрузка, тем он больше и при максимальных тепловых нагрузках находится на уровне 35–45% от номинальной мощности блока. Эксплуатация блока в этом разрыве нежелательна, в первую очередь, из-за ухудшения экологических характеристик блока.

2. Зависимость соотношения «мощность ГТУ–мощность ПТ» в общей мощности ПГУ: — доля мощности ГТУ в общей мощности ПГУ при снижении мощности ПГУ уменьшается с соответствующим увеличением доли мощности паровой турбины. Так, при максимальных нагрузках ПГУ доля ГТУ составляет 63–67% от мощности ПГУ, а при минимальных нагрузках она снижается до уровня 57–61%. Это особенно важно при работе ПГУ в теплофикационном режиме, так как при разгрузке ПГУ по электрической мощности паровая турбина может обеспечить тепловую нагрузку на достаточно высоком уровне.

3. При переходе ПГУ в режим работы с остановом одной ГТ и КУ экономичность работы ПГУ возрастет, но при этом обратный пуск связан с потерями топлива, что необходимо учесть при решении задачи ВСВГО. В некоторых случаях режимы работы ПГУ с полным и неполным составом оборудования рассматриваются как режимы самостоятельных единиц генерирующего оборудования со своими экономическими и техническими параметрами. Такой подход позволяет исключить возможность работы ПГУ в зоне разрыва, указанной выше.

3. Традиционный подход к решению задачи ВСВГО

Как было указано выше, первым этапом организации выхода электрической станции на рынок электроэнергии на очередные оперативные сутки начинается за 3–4 сут решением задачи ВСВГО, которая является одной из важнейших функций при управлении режимами работы электростанции, а также одним из ключевых факторов, влияющих на работу генерирующих компаний и энергосистем в целом. Основная цель генерирующей компании (ГК) при постановке задачи ВСВГО — выбрать такой состав оборудования, который позволит получить максимальную прибыль при участии на рынке электроэнергии с учетом затрат на пуск остановленного генерирующего оборудования. Основная цель системного оператора (СО) — обеспечить на-

Таблица 1. Сценарии состава оборудования

Сценарии (i)	Порядковый номер генерирующей единицы (j)			
	1	2	...	n
1	P_{11}	P_{12}	...	P_{1n}
2	P_{21}	P_{22}	...	P_{2n}
...	...	...	P_{ij}	...
m	P_{m1}	P_{m2}	...	P_{mn}

дежную работу энергосистемы с учетом требуемого уровня и качества энергоснабжения. Во многих случаях интересы ГК и СО могут не совпадать, и основная цель данного этапа — выбрать решение, которое удовлетворяет обеим сторонам. Особенность и значимость этапа ВСВГО определяются тем, что полученные на этом этапе результаты служат основой для дальнейших расчетов. Основными параметрами, которые используются при решении задачи ВСВГО, являются: стоимость пуска генерирующего оборудования (цена за пуск 1 МВт) и цена 1 МВт·ч вырабатываемой электроэнергии, которые заявляют еженедельно участники рынка — генерирующие компании [4].

В соответствии с Регламентом рынка электроэнергии [1, 2] алгоритм подготовки и решения ВСВГО применительно к каждой групповой точке поставки (ГТП) электроэнергии и тепла включает следующие этапы.

1. Генерирующая компания формирует заявки, в которые входят: предполагаемый состав генерирующего оборудования, включая останов и пуск, расчетные затраты на останов и пуск остановленного оборудования, цену за выработку электроэнергии в соответствующих объемах и другие данные, необходимые для решения задачи ВСВГО.

Для формирования заявки для каждой точки поставки электроэнергии и тепла применительно к характерным участкам прогнозных графиков электрических нагрузок (провалы, участки с постоянными или переменными нагрузками и т.д.), как правило, применяется сценарный подход. Для этого составляется матрица возможных допустимых сценариев состава и режимов работы агрегатов станции (табл. 1) с учетом эксплуатационных особенностей конкретной генерирующей единицы и станции в целом, характера их участия в покрытии нагрузок энергосистемы, включая режимы останова и последующего пуска, времени года, реального технического состояния оборудования и ряда других факторов.

В матрице: P_{ij} – режим работы (состояние) j -го агрегата станции при i -м сценарии состава оборудования, n – количество генерирующих единиц станции, включающие в себя паротурбинные энергоблоки, энергоблоки ПГУ и водогрейные котлы; m – количество допустимых вариантов (сценариев) состава оборудования для выработки требуемого количества электрической и тепловой энергии.

Так как на данном этапе решается задача состава включенного оборудования без конкретизации их мощности, матрица содержит сценарии работы оборудования по диапазонам нагрузок агрегатов согласно следующим условиям (применительно к составу ТЭЦ, приведенному выше):

$$(1) \quad \sum_{i=1}^{n_{\text{ПГУ}}+n_{\text{ПТ}}} N_i^{\min} \leq N_{\Sigma} \leq \sum_{i=1}^{n_{\text{ПГУ}}+n_{\text{ПТ}}} N_i^{\max},$$

$$(2) \quad \sum_{i=1}^{n_{\text{ПГУ}}+n_{\text{ПТ}}} Q_i^{\min} + \sum_{j=1}^{n_{\text{ПВК}}} Q_{\text{ПВК}j}^{\min} \leq Q_{\Sigma} \leq \sum_{i=1}^{n_{\text{ПГУ}}+n_{\text{ПТ}}} Q_i^{\max} + \sum_{j=1}^{n_{\text{ПВК}}} Q_{\text{ПВК}j}^{\max},$$

где $N_{\min}^{\text{ПТ}i}$, $N_{\max}^{\text{ПТ}i}$, $Q_{\min}^{\text{ПТ}i}$, $Q_{\max}^{\text{ПТ}i}$ – границы регулирования электрической и тепловой нагрузок i -го блока ПТ; $Q_{\min}^{\text{ПВК}i}$, $Q_{\max}^{\text{ПВК}i}$ – границы регулирования нагрузки i -го пикового водогрейного котла.

Следует отметить, что граничные значения диапазона изменения электрической нагрузки также зависят от значения текущей тепловой нагрузки блока и наоборот:

$$(3) \quad N_{\min}^i = f(Q_i), \quad N_{\max}^i = f(Q_i), \quad Q_{\min}^i = f(N_i), \quad Q_{\max}^i = f(N_i).$$

Зависимости (1)–(3) образуют область определения нагрузок для конкретного режима работы агрегата (ПГУ, ПТ, ПВК) [6].

2. При составлении сценариев перебираются все варианты режимов (конденсационные и теплофикационные) и состава агрегатов, различные режимы резервирования, удовлетворяющие выражениям (1) и (2). Однако матрица, составленная таким образом, с учетом вышеприведенных особенностей ПГУ содержит значительное количество строк m , требующих больших вычислительных затрат по оптимизации распределения нагрузок агрегатов для каждого из вариантов. Очевидно, что число возможных вариантов для конденсационных электростанций значительно меньше, чем для ТЭЦ со сложным составом оборудования, особенно при наличии в составе генерирующего оборудования ПГУ типа ПГУ-450.

Для сокращения рассматриваемых в дальнейших шагах сценариев производится отбор вариантов с помощью экспертов, оценивающих пригодность вариантов (строк матрицы). В результате оценки предварительной матрицы экспертами для каждого из характерных сочетаний суммарных электрических и тепловых нагрузок ТЭЦ выбираются несколько наиболее приемлемых вариантов состава и режимов работы агрегатов для последующей процедуры оптимизации распределения нагрузок между ними.

3. При прогнозном объеме отпуска тепла (на основании диспетчерского графика теплосети, в зависимости от прогноза погоды) оценивается предпочтительный объем выработки электроэнергии исходя из условий (1)–(3), при этом четко соблюдается следующее основное правило нагружения или разгружения: загрузка электростанции целесообразна (увеличение мощности),

если цена электроэнергии на рынке превышает цену в заявке; если цена в заявке выше цены на рынке, станция разгружается. Это означает, что выработка электростанции будет находиться в пределах, ограниченных минимальными и максимальными нагрузками $N_{\max}$ и $N_{\min}$. Уровень $N_{\max}$ определяется составом генерирующего оборудования, а уровень $N_{\min}$ в отопительный период определяется необходимостью обеспечения тепловых нагрузок, что актуально для ТЭЦ.

4. При известных объемах выработки электроэнергии и отпуска тепла в каждом сценарии проводится оптимальное распределение тепловой и электрической нагрузки при известном составе генерирующего оборудования. В качестве критерия с учетом рыночных условий работы станции принимается прибыль генерирующей компании от продажи электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и поставки тепла тепловым потребителям $S_{СТ}$, т.е.

$$(4) \quad S_{СТ} = C_{ЭРСВ} \mathcal{E}_{СТ} + C_{QT}(Q_T) - C_T B_{СТ}(\mathcal{E}_{СТ}, Q_T) - \\ - C_{ЗЭ} \mathcal{E}_{СН} \pm \beta S_{П} - S_{ОСТ} \Rightarrow \max,$$

где $C_{ЭРСВ}$, C_{QT} – рыночная стоимость электроэнергии (она берется либо из анализа статистической информации, либо из существующих информационных систем прогнозирования цен на электроэнергию), (р/МВт·ч) и тариф на тепло, (р/Гкал); C_T – стоимость топлива, (р/тут); $\mathcal{E}_{СТ}$ – выработка электроэнергии за рассматриваемый период, (МВт·ч); Q_T – суммарный отпуск тепла от паровых турбин и от пиковых водогрейных котлов за период оптимизации, (Гкал); $B_{СТ}(\mathcal{E}_{СТ}, Q_T)$ – суммарный расход топлива на производство тепла и электроэнергии, (тут); $C_{ЗЭ}$, $\mathcal{E}_{СН}$ – закупочная стоимость электроэнергии, (р/МВт·ч) и затраты электроэнергии на собственные нужды, (МВт·ч); $S_{ОСТ}$, $S_{П}$, – затраты на останов и пуск агрегата, предусмотренные в рассматриваемом варианте, (руб.); β – дискретный коэффициент, равный: нулю, если системный оператор принимает обоснование генерирующей компании для останова данного агрегата, и (-1) , если станция останавливает рассматриваемый агрегат без согласия СО.

Для упрощения алгоритма оптимизации принимаются следующие условия:

- при постоянном тарифе на тепло и заданном (прогнозируемом) объеме его отпуска выручка от поставки тепла $C_Q(Q_T + Q_{GDR})$ является постоянной величиной для всех рассматриваемых вариантов и ее исключение из рассмотрения не будет влиять как на результат оптимизации, так и на выбор рекомендуемых вариантов;

- принимается, что мощность механизмов собственных нужд, для которых генерирующая компания закупает электроэнергию на оптовом рынке, в основном, зависит от суммарной выработки электроэнергии и в первом приближении одинакова для всех рассматриваемых вариантов, и при оптимизации затраты $(C_{ЗЭ} \mathcal{E}_{СН})$ можно исключить из рассмотрения;

- затраты, связанные с пуском, если он присутствует в рассматриваемом варианте, при оптимальном распределении внутри рассматриваемого вари-

анта учитываются при сравнении сценариев между собой на этапе выбора оптимальных сценариев, в связи с чем при оптимизации внутри сценария ими можно пренебречь.

С учетом принятых условий критерий оптимизации (4) принимает вид

$$(5) \quad S_{\text{СТ}} = C_{\text{ЭРСВ}} \Delta_{\text{СТ}} - C_{\text{Т}} B_{\text{СТ}} (\Delta_{\text{СТ}}, Q_{\text{Т}}) - S_{\text{ОСТ}} \Rightarrow \max.$$

В качестве иллюстрации вида функциональной зависимости (5) рассмотрим ее на примере состава генерирующего оборудования сценария 1 в табл. 2 (ПГУ-450+2ПТ-80+1ПВК), и так как останов в сценарии отсутствует, в (5) $S_{\text{ОСТ}} = 0$.

При длительности провала $\tau_{\text{ПР}}$ выражение (5) (при условии равномерного распределения тепловой и электрической нагрузок между турбинами типа ПТ-80) запишем в виде

$$(6) \quad S_{\text{СТ}} = \left[C_{\text{ЭРСВ}} (N_{\text{ПГУ}} + 2N_{\text{ПТ}}) - C_{\text{Т}} (B_{\text{ПГУ}} + 2B_{\text{ПТ}} + B_{\text{ПВК}}) \right] \tau_{\text{ПР}} \Rightarrow \max,$$

где $N_{\text{ПГУ}}$, $N_{\text{ПТ}}$ — мощности ПГУ-450 и турбины ПТ-80, МВт; $B_{\text{ПГУ}}$, $B_{\text{ПТ}}$, $B_{\text{ПВК}}$ — часовые расходы условного топлива при заданных электрической и тепловой нагрузках на ПГУ-450 и турбин ПТ-80 и тепловой нагрузки ПВК, рассчитываемые по их энергетическим характеристикам в форме регрессионных уравнений:

— для энергоблока ПГУ-450Т, полученных на основании данных заводов-изготовителей оборудования и результатов расчета тепловой схемы ПГУ-450Т,

$$(7) \quad \begin{aligned} B_{\text{ПГУ}}(N_{\text{ПГУ}}, Q_{\text{ПГУ}}) = & 0,253N_{\text{ПГУ}} - 5,084 \cdot 10^{-5} N_{\text{ПГУ}}^2 + 0,021Q_{\text{ПГУ}} - \\ & - 2,72 \cdot 10^{-5} Q_{\text{ПГУ}}^2 + 4,166 \cdot 10^{-5} N_{\text{ПГУ}} \cdot Q_{\text{ПГУ}} + 7,496, \end{aligned}$$

где $B_{\text{ПГУ}}(N_{\text{ПГУ}}, Q_{\text{ПГУ}})$ — расход условного топлива ПГУ в т/ч, $N_{\text{ПГУ}}$ — электрическая нагрузка ПГУ в МВт, $Q_{\text{ПГУ}}$ — тепловая нагрузка ПГУ в МВт; — для теплофикационной турбины ПТ-80 по данным [10]

$$(8) \quad B_{\text{ПТ80}_\text{Т}}(N, Q) = 0,001 \cdot (b_{\text{ПТ80}_\text{ЭЭ}}(N, Q) \cdot N + b_{\text{ПТ80}_\text{ТЭ}}(N, Q) \cdot Q),$$

где

$$\begin{aligned} b_{\text{ПТ80}_\text{ЭЭ}}(N, Q) = & -5,394 \cdot N + 0,039 \cdot N^2 - 8,34 \cdot 10^{-5} \cdot N^3 - \\ & - 0,978 \cdot Q + 2,112 \cdot 10^{-3} \cdot Q^2 - 1,45 \cdot 10^{-3} \cdot N \cdot Q + 613,672, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_{\text{ПТ80}_\text{ТЭ}}(N, Q) = & -0,736 \cdot N + 3,597 \cdot 10^{-3} \cdot N^2 - 9,386 \cdot 10^{-6} \cdot N^3 - \\ & - 0,258 \cdot Q - 3,355 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 + 2,057 \cdot 10^{-3} \cdot N \cdot Q + 206,098, \end{aligned}$$

$B_{\text{ПТ80}_\text{Т}}(N, Q)$ — расход топлива в теплофикационном режиме, т/ч; N — электрическая мощность блока, МВт; Q — тепловая мощность блока, Гкал/ч.

— для ПВК типа КВГМ-180, полученных на основании нормативных характеристик,

$$(9) \quad B_{\text{ВК}}(Q) = 14,286 Q / (96,04 - 0,018Q - 1,19 \cdot 10^{-6} Q^2),$$

где $B_{\text{ВК}}(Q)$ – расход топлива на ПВК, тут/ч; Q – тепловая мощность ПВК, Гкал/ч.

Анализ показывает нелинейный характер приведенных зависимостей, нелинейность их ограничений, приведенных выше, а также нелинейность, овражность зависимости функции цели от оптимизируемых параметров. Поэтому следует, что решаемая оптимизационная задача относится к классу задач нелинейного программирования и поиск решения (5) необходимо провести с применением одного из известных математических методов оптимизации, позволяющих нахождение глобального оптимума, например предложенный в [10] методике.

В результате оптимизации по каждому сценарию:

— уточняется состав генерирующих единиц оборудования исключением из состава тех, у которых ожидаемая цена электроэнергии в заявке (цена по результатам оптимизации плюс рентабельность, не более 10%) больше, чем предполагаемая рыночная цена электроэнергии;

— с учетом уточненного состава генерирующих единиц повторяется процедура оптимизации, определяется величина выработки электроэнергии (при постоянном отпуске тепла), уточняется ожидаемая цена электроэнергии по каждой генерирующей единице и суммарная прибыль по рассматриваемому сценарию.

5. На основании оптимизационных расчетов ГК для каждой точки поставки электроэнергии и тепла применительно к характерным участкам прогнозных графиков электрических нагрузок формирует по определенной форме заявки в составе нескольких сценариев с максимальными значениями прибыли станции, которые отправляются системному оператору (СО) для согласования. Исходя из условий покрытия планируемого уровня потребления электроэнергии в энергосистеме, обеспечения необходимого резерва и надежности энергоснабжения потребителей электроэнергии СО осуществляет отбор оборудования с использованием специальной математической модели ВСВГО [1, 2]. При наличии замечаний СО может вернуть заявки или часть из них для исправления с последующим повторным согласованием. После согласования с СО выбранный вариант с учетом замечаний становится базисным для исполнения последующих процедур при выходе на рынок «на сутки вперед».

4. Предлагаемый подход к учету фактора надежности при решении задачи ВСВГО

Вышеприведенный краткий анализ традиционного подхода решения задачи ВСВГО показывает, что он базируется на экономическом критерии без

учета факторов надежности и экологии (в лучшем случае они учитываются в форме ограничений).

Очевидно, что при таком подходе обеспечить долгосрочную надежность работы выбранных составов оборудования практически невозможно даже при наличии опытных экспертов. На практике это приводит к тому, что некоторые режимы, в прошлом веке широко применяемые при прохождении провалов нагрузки (моторный, остановочно-пусковые), исключаются из рассмотрения даже при длительных провалах нагрузки без какого-либо обоснования. Вместо них широко применяется режим работы оборудования на нижних границах регулировочного диапазона, несмотря на их низкую экономическую эффективность.

Ниже предлагается один из возможных подходов значительного сокращения размерности табл. 1 путем учета фактора долгосрочной надежности при выборе состава генерирующего оборудования по обобщенному критерию минимального риска. Такой подход на этапе подготовки предложений генерирующей компанией по оптимальному составу оборудования позволит, помимо экономического фактора, учесть также фактор надежности, что может гарантировать надежную работу выбранного оборудования за указанное Регламентом рынка время (не менее 72 ч при наличии пуска).

Для достижения этой цели предлагается следующий алгоритм предварительной подготовки информации.

Принимается, что в рамках интеллектуальной автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) станции присутствуют системы управления надежностью и технико-экономическими показателями оборудования с решением задачи выбора оптимальной стратегии проведения ремонтного обслуживания на длительный промежуток времени (месяц, сезон, год) на базе постоянного мониторинга и диагностики технического и экономического состояния оборудования станции. В результате проведения такой работы возможно составление приоритетного списка по долгосрочной надежности работы оборудования на основе обобщающего фактора риска R_i , рассчитываемого по выражению

$$(10) \quad R_i = k_{iЭ} p_{iЭ} Y_{iЭ} + k_{iН} p_{iН} Y_{iН}, \quad i = 1, \dots, n,$$

где $p_{iЭ}, p_{iН}$ – оценки вероятности возникновения отказа (аварийного останова) и/или критического ухудшения экономического состояния i -го рассматриваемого элемента или единицы оборудования; $Y_{iЭ}, Y_{iН}$ – ущербы от ухудшения экономичности и от отказа (аварийного останова) i -го рассматриваемого элемента или единицы оборудования; $k_{iЭ}, k_{iН}$ – весовые коэффициенты значимости факторов экономичности и надежности,

$$(11) \quad k_{iЭ} + k_{iН} = 1, 0,$$

при $k_{iЭ} = 0$ учитывается ущерб только по фактору надежности, при $k_{iН} = 0$ – только ущерб по экономичности. Промежуточные значения их оцениваются экспертами исходя из конкретных условий решения задачи ВСВГО.

Рассчитывается величина удельного риска рассматриваемого элемента или функционального узла

$$(12) \quad r_i = R_i / \left(\sum R_i \right)_j, \quad i = 1, \dots, n; \quad j = 1, \dots, m,$$

где $\sum R_i$ – суммарный риск-фактор для всех элементов j -го сценария.

Составляющая ущерба по экономичности учитывается для тех агрегатов, ухудшение экономичности которых во времени не удастся устранить в ходе проведения технического обслуживания или текущих восстановительных ремонтных работ без длительного останова энергоблока.

Показатели надежности могут быть определены генерирующей компанией на основании разных способов: систем мониторинга и диагностики оборудования, статистическим подходом, контролем и мониторингом оборудования персоналом станции. Подробная методика оценки отказов оборудования и функциональных узлов и последствия их приведены в [3].

Для использования полученных результатов составляется приоритетная матрица сценариев рассматриваемых вариантов по величине удельного риска в порядке их убывания. Полученную матрицу условно можно разделить на три зоны: повышенного риска (красная зона) — варианты, в которых привлечение рассматриваемого оборудования или его части по техническому или экономическому состоянию (или по совокупности этих двух факторов) связано с повышенным риском; умеренного риска (желтая зона) — зона непрерывного контроля за работоспособностью и экономическими показателями; низкого риска (зеленая зона) — зона работоспособного состояния с минимальными отклонениями от нормативных показателей по экономичности с периодическим контролем технического состояния оборудования.

Естественно, что при выборе сценариев состава генерирующего оборудования по условию минимального риска необходимо выдержать принцип выбора вариантов по схеме «снизу-вверх» по строкам полученной матрицы. Сценарии вариантов, находящиеся в зоне матрицы с повышенным риск-фактором, на этапе сокращения числа сценариев желательно, по возможности, исключить из рассмотрения и таким образом уменьшить число рассматриваемых сценариев.

Принципиально возможно разделение приоритетной матрицы состояний на две части — по показателям надежности и по показателям экономичности, что позволит более целенаправленно следить за динамикой их изменения, но тогда возникает проблема их совместного учета, при этом число рассматриваемых вариантов в табл. 1 будет расти.

Одной из наиболее сложных проблем при подготовке исходных сценариев на станции является обоснование необходимости останова или перевода в моторный режим оборудования при прохождении провалов графиков электропотребления [4–8]. Сложность заключается в том, что условия значительной неопределенности информации (длительность провала и связанная с ней длительность пусковых операций, цена электроэнергии при прохождении прова-

ла, величина пусковых потерь и т.д.) затрудняют сравнение альтернативных вариантов по экономичности. С другой стороны, имеется и мотивация их применения, так как если СО принимает обоснованность применения, например, остановочно-пускового режима, то, как было указано выше, генерирующая компания (станция) получает соответствующую компенсацию, равную стоимости затрат на пуск.

Для иллюстрации рассмотрим возможные режимы работы ПГУ-450 при прохождении провала нагрузки в зимний период работы станции. Особенность зимнего провала заключается в том, что низкий уровень по электрической мощности сопровождается значительным ростом тепловой нагрузки, при этом при постоянном тарифе на отпускаемое тепло и минимальной цене на электроэнергию выработка последней не экономична. В этих условиях учет фактора надежности наряду с экономическим может стать определяющим при выборе режимов работы ПГУ.

Рассмотрим поставленную задачу при следующих исходных условиях:

- средняя температура наружного воздуха – $(-2,2^{\circ}\text{C})$;
- электрическая мощность станции – 390 МВт (около 62% от номинальной мощности);
- тепловая нагрузка станции – 460 Гкал/ч (около 85% от максимального отпуска).

Границы электрической мощности ПГУ при указанных выше ограничениях и допустимые области режимов работы ПГУ с полным и неполным составом оборудования определены на основе цифровой модели ПГУ, полученной на базе обработки данных заводов-изготовителей оборудования применительно к энергоблоку ПГУ-450Т [9, 10]. В соответствии с этими данными ограничения по минимальным и максимальным значениям электрической мощности и отпуску тепла приведены ниже:

- при работе с полным составом, МВт — $288,4 \leq N_{\text{ПГУ}2} \leq 489,5$;
- при работе с неполным составом, МВт — $96,4 \leq N_{\text{ПГУ}1} \leq 245,0$.

Границы отпуска тепла, при указанной температуре наружного воздуха, Гкал/ч:

- при работе ПГУ в полном составе, Гкал/ч — $51 \leq Q_{\text{ПГУ}2} \leq 318,0$;
- при работе ПГУ в неполном составе, Гкал/ч — $51,0 \leq Q \leq 154,8$.

При работе ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ, когда весь пар высокого и низкого давления сбрасывается в сетевые подогреватели помимо паровой турбины, снижение электрической мощности ПГУ, как следствие останова паровой турбины или перевода ее в моторный режим (МР), компенсируется соответствующим ростом отпуска тепла. В этих режимах ограничения по электрической мощности и отпуску тепла следующие:

- по мощности при работе ПГУ с полным составом, МВт — $194,0 \leq N_{\text{ПГУ}3} \leq 332,0$;
- по мощности при работе ПГУ с неполным составом, МВт — $98 \leq N_{\text{ПГУ}3} \leq 166,0$;

Таблица 2. Результаты расчетов

№	ПГУ							ПТ-80				ПВК	Фактор риска	
	ГТ		КУ				ПГУ	№ ПТ		$\sum$ ПТ-80		Q	$\bar{R}_i$	r
	1	2	1	2	ПТ	Q	N	1	2	Q	N			
1	Г	Г	Г	Г	Г	245	290	Г	Г	200	100	15	0,343	0,1046
2	Г	О	Г	О	Г	220	230	Г	Г	200	160	40	0,496	0,1512
3	Г	Г	Г	Г	ОПР	230	290	Г	Г	200	100	30	0,748	0,228
4	Г	О	Г	О	ОПР	230	250	Г	Г	200	140	30	1,0	0,305
5	Г	Г	Г	Г	МР	300	290	Г	Г	160	100	0	0,255	0,0778
6	Г	О	Г	О	МР	180	220	Г	Г	200	170	80	0,438	0,1336

— по отпуску тепла при работе ПГУ с полным составом, $\Gamma_{\text{кал}} = 51,0 \leq Q \leq 433,0$;

— при работе ПГУ с неполным составом, $\Gamma_{\text{кал}} = 51,0 \leq Q_{\text{ПГУ}} \leq 261,0$.

Для турбины ПТ-80 действуют следующие ограничения: нижние и верхние границы по электрической мощности — 50 и 85 МВт, по отпуску тепла — 80 и 100 Гкал/ч соответственно.

Для паровой турбины в составе ПГУ-ТЭЦ рассматриваются два режима — останова (ОПР) и перевода ее в моторный режим (МР). Приняты следующие условия соблюдения балансовых уравнений по электрической мощности и отпуску тепла от станции.

Выбирается вариант работы ПГУ с минимальной электрической мощностью и определяется при этой мощности допустимый отпуск тепла от ПГУ. Определяется мощность турбин ПТ-80; если она выходит за пределы их допустимой мощности, то принимается их мощность на максимальном уровне и пересчитывается электрическая мощность ПГУ. Аналогичным образом распределяется отпуск тепла с учетом возможности выработки части тепла пиковыми водогрейными котлами.

Значение риска в иллюстрационном примере рассчитано только применительно к оборудованию ПГУ и только по фактору надежности, при этом вероятности отказа в различных режимах работы оборудования приняты на базе экспертных оценок, исходя из опыта эксплуатации ПГУ и с учетом рекомендаций, приведенных в [3]. Аналогично при оценке ущерба учитывались следующие его составляющие исходя из среднестатистической длительности отказов и длительности восстановительного ремонта рассматриваемого в вариантах оборудования: потери прибыли от недоотпуска электроэнергии или выработке электроэнергии на менее экономичном оборудовании и затраты, связанные с ремонтным обслуживанием [3]. Учитывая иллюстративный характер рассматриваемого примера, отметим, что достоверность приведенных данных авторами не гарантируется, хотя они отражают в какой-то степени реальную картину.

В табл. 2 величина риска, абсолютные значения которой в данном случае не играют роли, приведена в относительных единицах, рассчитанных по выражению

$$(13) \quad \bar{R}_i = R_i / (\max R_i),$$

где R_i , $\max \bar{R}_i$ – значение риска для i -го варианта и максимальное значение его среди рассматриваемых вариантов.

Сравнение фактора риска удобнее провести по величине удельного риска, рассчитанного по выражению

$$(14) \quad r_i = \bar{R}_i / \sum_1^n \bar{R}_i.$$

Анализируя полученные результаты в рамках рассматриваемого тестового примера, можно из сценариев табл. 1 исключить варианты 3 и 4 как наиболее рискованные (величина удельного риска для них выше среднего значения, равного 0,167), причем оба варианта связаны с остановом паровой турбины в режиме ГТУ-ТЭЦ и в этом же режиме с остановом еще и одной газовой турбины. Очевидно, что при вынужденном применении этих режимов потребуются их дополнительное обоснование как по показателю надежности, так и по экономической целесообразности.

Таким образом, учет фактора долгосрочной надежности на этапе ВСВГО позволяет сократить число рассматриваемых вариантов и способствует более обоснованному выбору сценариев для их дальнейшего рассмотрения.

Учет экологического фактора на данном этапе затруднителен из-за значительной неопределенности требуемой для расчетов выбросов информации [11]. При большой необходимости он может быть рассчитан упрощенной методикой [5] и учтен в виде ограничения на суммарные выбросы станции. Более основательно экологический критерий целесообразно рассмотреть на этапе подготовки предложений для выхода на рынок “на сутки вперед” (РСВ) при известном составе генерирующего оборудования.

Таким образом, при наличии прогнозов цен рынка и ценовых заявок становится возможным выбрать варианты состава оборудования на оперативные сутки с учетом надежности и экономичности с выходом на маржинальную прибыль и выбрать для электростанции оптимальный вариант, дающий максимальную маржинальную прибыль. Очевидно, что для успешного выполнения и завершения процедуры ВСВГО генерирующая компания должна обладать способностью, методами и специализированным программным обеспечением, позволяющими в течение достаточно короткого времени оценить варианты работы электростанции с различным составом генерирующего оборудования и выбрать такой состав, который, с одной стороны, будет удовлетворять всем техническим критериям и ограничениям, с другой — принесет максимальный маржинальный эффект от работы на рынке электроэнергетики.

5. Заключение

Предложенный методический подход выбора оптимального состава включенного генерирующего оборудования с учетом факторов экономичности и риска позволяет выбирать для каждого из характерных сочетаний суммарных электрических и тепловых нагрузок ТЭЦ ограниченное число вариантов состава и режимов работы агрегатов для последующих процедур оптимизации распределения нагрузок между ними.

Применение критерия риска позволяет определить приоритетный порядок рассмотрения допустимых сценариев состава включенного генерирующего оборудования с целью выбора оптимальных вариантов, которые обеспечат надежную работу их на РСВ и получение максимальной прибыли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Системный оператор. Официальный сайт
<https://www.so-ups.ru/index.php?id=markets> _Дата обращения 17.01.2022.
2. Приложение 3.1 к ДОП. Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования [Офиц. сайт].
<https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/1960> (дата обращения 07.01.2022).
3. Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказов функционального узла и единицы технологического оборудования и оценки последствий такого отказа. Приложение к Приказу Минэнерго РФ от 19.02.2019 г. № 123 [Официальный сайт] <https://docs.cntd.ru/document/542643279> (Дата обращения 18.01.2022 г.)
4. Юнатов Д.А. Общие подходы к выбору состава включенного генерирующего оборудования тепловых электрических станций на оптовом рынке электроэнергии // Новое в российской электроэнергетике: Ежемес. науч.-техн. электрон. журн. 2018. № 11. С. 20–29.
5. Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Mezin S.V. et al. Formulation and Methodological Approaches to the Solution of the Multicriteria Problem of Selecting the Optimal Modes of Complex TPP Equipment // Autom. Remote Control. 2021. V. 82. No. 12. P. 2224–2238.
6. Таран А.С. Выбор состава включенного генерирующего оборудования ТЭС на оптовом рынке электроэнергии // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность. 2013. № 1. С. 70–73.
7. Филимонова В.А., Бобрицкая И.В. Увеличение маржинальности работы ТЭС. Теория и практика // Энергорынок. Декабрь 2013. № 10 (115). С. 34–36.
8. Li Z., Zhao L., Du W., Qian F. Modeling and Optimization of the Steam Turbine Network of an Ethylene Plant // Process Systems Engineering And Process Safety. 2013. P. 520–528.
9. Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Mezin S.V. et al. Features of the Multi-Criteria Optimization Mathematical Model of the Thermal and Electrical Loads Distribution at a Combined Heat and Power Plant with a Mixed Equipment Composition IC-MSQUARE 2021 // J. Physics: Conference Series 2090 (2021) 012012 IOP Publishing.

10. *Болонов В.О., Аракелян Э.К.* Оптимальное управление режимами работы оборудования ТЭЦ с ПГУ // Теплоэнергетика: Ежемес. теорет. и научн.-практ. журн. М.: Наука, 2007. № 11. С. 69–77.
11. *Аракелян Э.К., Пикина Г.А.* Оптимизация и оптимальное управление. Учебное пособие, 2-е изд. перераб. и доп. М.: Изд-во МЭИ, 2002.

Статья представлена к публикации членом редколлегии А.А. Галеевым.

Поступила в редакцию 15.09.2021

После доработки 25.11.2021

Принята к публикации 26.01.2022