
УДК 621.311

ОБЕСПЕЧЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО УРОВНЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ

© 2020 г. Д. С. Крупенёв¹, *, Л. М. Лебедева¹

¹*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

**e-mail: krupenev@isem.irk.ru*

Поступила в редакцию 16.07.2020 г.

После доработки 27.07.2020 г.

Принята к публикации 30.07.2020 г.

Проблема морального и физического износа энергетического оборудования в российской электроэнергетике является весьма актуальной. Одним из путей решения данной проблемы является модернизация энергетического оборудования. При модернизации оборудование выводится из эксплуатации на длительный срок, что в итоге снижает уровень балансовой надежности электроэнергетических систем. В статье представлена методика определения порядка вывода из работы генерирующего оборудования для целей модернизации при обеспечении максимально возможного уровня балансовой надежности электроэнергетических систем. Предлагаемая методика основана на анализе показателей балансовой надежности при поиске наилучших временных периодов для вывода из работы генерирующих агрегатов для модернизации. Используя предлагаемую методику, появляется возможность определить технически и экономически оптимальную стратегию модернизации генерирующего оборудования. В экспериментальной части статьи на примере Объединенной энергосистемы Сибири показана эффективность применения предлагаемой методики.

Ключевые слова: балансовая надежность, электроэнергетическая система, генерирующий агрегат, модернизация

DOI: 10.31857/S0002331020050076

ВВЕДЕНИЕ

В процессе эксплуатации энергетическое оборудование устаревает морально и подвержено физическому износу. Для восстановления свойств энергетического оборудования применяют систему профилактических ремонтов. В случае, когда износ оборудования является критическим, как правило оно подлежит замене или модернизации на базе последних достижений научно-технического прогресса. Основной целью модернизации является приведение технического состояния оборудования в соответствие с новыми техническими и экономическими требованиями к его эксплуатационным способностям. Это соответствие достигается путем расширения имеющихся технологических способностей для минимизации эксплуатационных (операционных) затрат и в целом для повышения эффективности работы как непосредственно самого оборудования, так и системы, в которой оно эксплуатируется. При планировании работы электроэнергетических систем (ЭЭС) на очередной временной период необходимо решать задачу создания условий, которые позволят провести модернизацию оборудования с выполнением всех требований перед потребителями энергии и минимальными потерями (затратами) для энергосистемы и энергетических компаний, осо-

бенно при выводе из работы для модернизации крупного энергетического оборудования, такого как генерирующие агрегаты. Так как сроки вывода из эксплуатации крупного оборудования являются длительными (до года и более), то экономически и технически обоснованный порядок вывода является необходимым условием. В случаях, когда планируемые объемы вывода генерирующего оборудования для модернизации являются существенными, в ЭЭС должен предусматриваться дополнительный резерв генерирующей мощности и энергии для проведения подобных работ.

В современных условиях в российской электроэнергетике накоплен значительный объем генерирующего оборудования, изношенного морально и физически — в большинстве своем оборудование тепловых электростанций (ТЭС) [1, 2]. Средний возраст генерирующего оборудования на ТЭС составляет более 30 лет, при этом у порядка 50% генерирующих мощностей ТЭС в России возраст находится в диапазоне от 30 до 50 лет, а у более чем 7% превышает 50 лет. В настоящее время более 90 ГВт паротурбинного оборудования в Единой энергосистеме (ЕЭС) России выработало свой парковый ресурс, а к 2025 г. к этой цифре может добавиться еще 30 ГВт. Подобная ситуация наблюдается и с другим оборудованием на ТЭС. В сложившихся условиях вполне логичным и правильным является реализация крупномасштабной программы по модернизации генерирующего оборудования. Наличие значительных объемов устаревшего энергетического оборудования в энергосистеме снижает эффективность ее работы, приводит к повышению себестоимости электроэнергии, увеличению числа аварий в энергосистеме, в том числе системных аварий, и в целом отрицательно влияет на экономическое развитие регионов и страны.

В настоящее время в России реализуется программа модернизации устаревшего генерирующего оборудования на ТЭС в Единой энергосистеме России [3–5]. В [3–5 и др.] представлены все основные процедуры реализации процесса модернизации. При модернизации подразумевается вывод генерирующих агрегатов из работы на длительные сроки до 2 лет [4], что, естественно, влияет на уровень надежности энергосистемы. В [5] подробно представлены критерии отбора проектов для модернизации каждого вида оборудования ТЭС и порядок взаимодействия субъектов электроэнергетического рынка при отборе.

Вывод из работы любого объекта, работающего в составе ЭЭС, влияет на ее надежность. Подобное влияние можно определить, анализируя изменение показателей надежности ЭЭС.

Целью данной статьи является представление методики определения порядка вывода из работы для целей модернизации генерирующего оборудования при обеспечении максимально возможного уровня балансовой надежности ЭЭС. При этом должны быть известны все технические характеристики схем развития ЭЭС, необходимые для оценки балансовой надежности, а также состав генерирующего оборудования, которое необходимо модернизировать за определенный период времени.

Статья состоит из трех разделов. В первом разделе представлена постановка задачи максимизации уровня балансовой надежности при определении порядка вывода из работы генерирующих агрегатов для модернизации. Во втором разделе представлена методика определения порядка вывода из работы генерирующих агрегатов для модернизации. В третьем разделе представлен численный эксперимент, показывающий эффективность применения разработанной методики формирования графика выводов из работы генерирующих агрегатов для модернизации на примере ОЭС Сибири и сравнение результатов расчетов с существующими планами. При этом в статье численный эксперимент приводится только для графика модернизации генерирующего оборудования в 2025 г.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ МАКСИМИЗАЦИИ УРОВНЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОРЯДКА ВЫВОДА ИЗ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ

Центральной процедурой при максимизации уровня балансовой надежности ЭЭС является ее оценка. При оценке балансовой надежности ЭЭС используется методика, основанная на методе Монте-Карло [6, 7]. При этом ЭЭС представляется в виде связанного графа, вер-

шинами которого являются зоны надежности (ЗН), представляющие часть энергосистемы, внутри которой не возникает ограничений при передаче мощности, а дугами являются межзональные связи, которые состоят из линий электропередачи, соединяющие зоны надежности. В соответствии с этой методикой процесс оценки можно разделить на следующие этапы:

1. *Формирование множества расчетных (случайных) состояний ЭЭС для каждого часа оцениваемого интервала* [6, 8]. При формировании расчетных состояний случайными величинами являются: значения рабочей мощности электрических станций, которые зависят от аварийности генерирующих агрегатов; значения пропускной способности (максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП)) межзональных связей (контролируемых сечений), которые зависят от аварийности ЛЭП, влияющих на пропускную способность (МДП); значения потребляемой мощности в зонах надежности, которые зависят от ее случайных колебаний. Также при формировании случайных расчетных состояний учитываются плановые ремонты энергетического оборудования, технологические ограничения на производство или выдачу в сеть электрической энергии (мощности), специфика выдачи мощности гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии [9].

2. *Минимизация дефицита мощности расчетных состояний ЭЭС* [6, 10–12]. В рамках выполнения данного этапа для каждого расчетного состояния решается задача минимизации дефицита мощности. В результате решения данной задачи определяются дефициты мощности в каждой зоне надежности ЭЭС.

3. *Вычисление показателей балансовой надежности ЭЭС*. В процессе оценки балансовой надежности вычисляется широкий спектр показателей. Для решаемой задачи необходимо определить вероятность бездефицитной работы и математическое ожидание (м.о.) недоотпуска электроэнергии, которое определяется при сумме м.о. дефицитов мощности, определенных для каждой зоны надежности и каждого часа расчетного интервала. Расчетный интервал определяется максимальным сроком вывода генерирующего оборудования для модернизации.

Максимизация уровня балансовой надежности сводится к задаче минимизации математического ожидания (м.о.) недоотпуска электроэнергии в ЗН при соблюдении условия обеспечения норматива показателей балансовой надежности, например, вероятности бездефицитной работы.

Целевая функция при решении задачи максимизации уровня балансовой надежности выглядит следующим образом:

$$\sum_{i=1}^I E_i \rightarrow \min_{\Delta x}, \quad (1)$$

учитывая ограничения

$$\Delta x \in G, \quad (2)$$

$$P_i \geq P_{\text{норм}}, \quad i = 1, \dots, I, \quad (3)$$

где: E_i – значение м.о. недоотпуска электроэнергии в ЗН i , МВт; I – количество ЗН; T – период модернизации генерирующего оборудования; Δx – объем выводов генерирующего оборудования для модернизации, МВт; G – множество вариантов вывода из работы генерирующего оборудования для модернизации в ЗН i ; P_i – вероятность бездефицитной работы в ЗН i ; $P_{\text{норм}}$ – нормируемое значение вероятности бездефицитной работы.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРЯДКА ВЫВОДА ИЗ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНОГО УРОВНЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Для отбора генерирующего оборудования для модернизации в [3, 5] сформулированы следующие критерии:

– срок эксплуатации генерирующего оборудования;

– востребованность мощности генерирующего объекта в энергосистеме.

Также к критериям принятия решений вывода объекта для модернизации целесообразно отнести:

– для тепловых электростанций (ТЭС) удельный расход топлива на выработку электроэнергии;

– величину unplanned and emergency repairs of generating equipment.

Для улучшения практики обоснования вывода генерирующего оборудования для модернизации критерии отбора должны быть интегрированы в комплексный критерий, для которого необходимо определить экономически взвешенное пороговое значение. Также в перспективе целесообразно разработать систему прогнозирования критерия модернизации с целью разработки долгосрочных планов модернизации генерирующего оборудования.

При выводе оборудования для модернизации должны учитываться особенности функционирования энергосистем, основными из которых являются:

– модернизация генерирующих агрегатов по возможности должна проводиться в период годового провала графика потребления мощности;

– для теплофикационного оборудования необходимо предусмотреть возможность модернизации вне отопительного периода, что частично совпадает с провалом графика потребления мощности;

– при наличии в энергосистеме гидроэлектростанций (ГЭС) необходимо учитывать, что в период паводка ГЭС может компенсировать выбывшую мощность для модернизации.

При оценке балансовой надежности ЭЭС учитываются специфические особенности работы ЭЭС, из которых формируются условия вывода генерирующего оборудования из работы.

Итогом модернизации генерирующего оборудования должно быть повышение эффективности и востребованности генерирующего агрегата на рынке электроэнергии и мощности, в некоторых случаях повышение его установленной и располагаемой мощности.

Методика определения порядка вывода из работы для целей модернизации генерирующего оборудования при обеспечении максимально возможного уровня балансовой надежности ЭЭС представляет последовательность следующих действий:

1. Оценка балансовой надежности исходного варианта развития ЭЭС за период, отведенный на модернизацию генерирующего оборудования, без вывода из работы генерирующих агрегатов из работы для модернизации (исходный вариант).

2. Анализ значений м.о. недоотпуска электроэнергии и вероятности бездефицитной работы в каждом месяце расчетного периода и в каждой ЗН, в которой расположено генерирующее оборудование, отобранное для модернизации. Выявление последовательности месяцев с наименьшим суммарным значением за рассматриваемый период м.о. недоотпуска электроэнергии. При этом последовательность месяцев должна быть равной количеству месяцев, которые требуются для модернизации генерирующего объекта с худшим значением критерия модернизации.

3. Оценка балансовой надежности варианта развития энергосистемы за период, отведенный на модернизацию генерирующего оборудования, с выводом из работы генерирующего агрегата, отобранного на предыдущем шаге для модернизации.

4. Повторение второго и третьего этапов данной методики до тех пор, пока не будет учтено все генерирующие оборудование, предназначенное для модернизации, либо не нарушится условие (3).

В случае, если условие (3) нарушено, а генерирующее оборудование, предназначенное для модернизации, не учтено в графике модернизации, то возможны несколько вариантов решения данной проблемы, исходя из складывающихся условий:

1. Перенос сроков модернизации генерирующего оборудования требующего модернизации, но не учтенного в текущем графике.

2. Если прогнозируемый график модернизации генерирующего оборудования является относительно “плотным”, и возможности для переноса сроков модернизации не

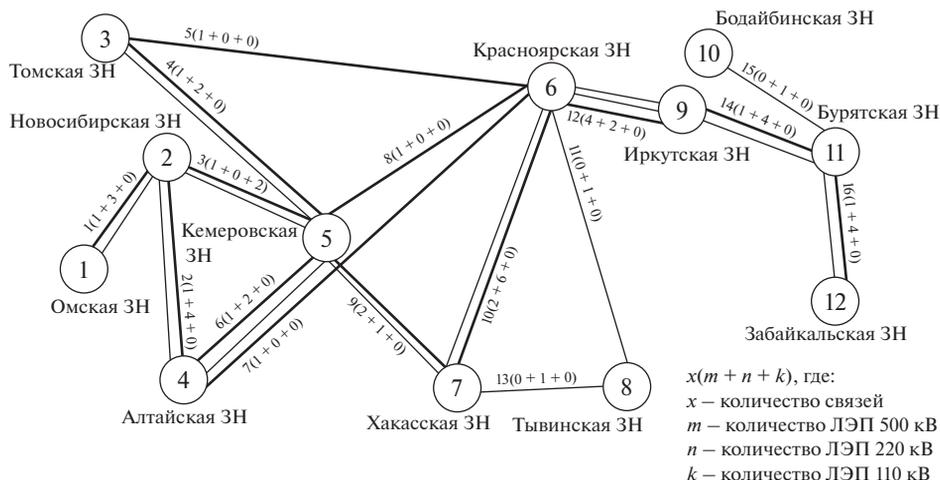


Рис. 1. Расчетная модель ОЭС Сибири.

существует, то для рассматриваемой ЭЭС, в рамках проектирования ее развития, требуется предусмотреть дополнительный резерв генерирующей мощности, компенсирующий вывод генерирующего оборудования для целей модернизации. Рассматриваемая избыточная мощность не является частью мощности, обеспечивающей балансовую надежность ЭЭС. Дополнительная избыточная мощность в больших сложных ЭЭС должна оцениваться с учетом места ее размещения в системе, вида и параметров этой мощности, в том числе ее надежности.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Экспериментальные исследования проводились на схеме развития ОЭС Сибири. Расчетная модель ОЭС Сибири представлена на рис. 1. Расчетная модель ОЭС Сибири состоит из 12-ти ЗН, каждая из которых представляет региональную энергосистему. Исключением является Бодайбинский энергорайон, который расположен на территории Иркутской области и имеет электрическую связь только с энергосистемой Бурятии. При расчетах было принято допущение, что ОЭС Сибири работает изолированно.

Основные исходные данные для проведения расчетов были приняты из [13, 14]. В таблице 1 представлены значения установленной мощности ($N_{уст}$) и максимумы потребления мощности ($N_{макс. потр}$) в ЗН, прогнозируемые на 2025 г. Оценка надежности при корректировке сроков модернизации будет показана на примере 2025 г., а краткое резюме будет приведено для периода 2022–2025 гг.

На рисунке 2 представлены значения ограничений установленной мощности ОЭС Сибири, используемые в расчетах. Стоит отметить, что основная доля ограничений установленной мощности относится к ГЭС.

В таблице 2 представлен перечень генерирующих объектов, планируемый для модернизации, сроки модернизации каждого объекта и запланированная дата начала модернизации [15].

Сроки модернизации первых четырех агрегатов определены по плану как ее продолжение – начало в 2024 г. Модернизация агрегата на Омской ТЭЦ-4 планируется на год, поэтому сроки проведения модернизации корректироваться не будут. Предлагается проанализировать начало модернизации остальных агрегатов в двух вариантах.

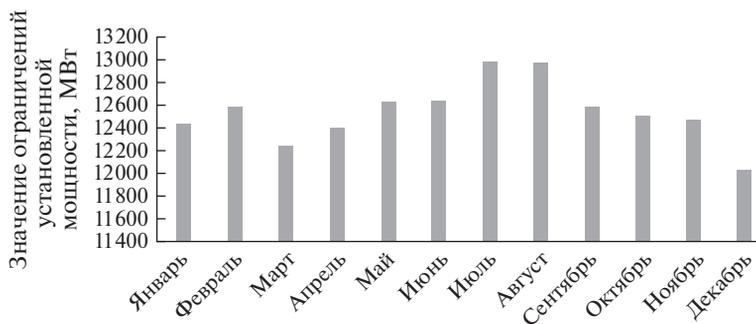


Рис. 2. Суммарные значения ограничений установленной мощности электростанций ОЭС Сибири.

Вариант 1. Модернизацию всех агрегатов, начало которой запланировано на ноябрь или декабрь 2025 г., не корректировать, оставить как в плане. А сроки модернизации остальных подвергнуть корректировке в соответствии с представленной методикой.

Вариант 2. Модернизацию всех агрегатов, начало которых запланировано на ноябрь или декабрь 2025 г., полностью перенести на 2025 г., определить порядок корректировки в соответствии с предлагаемой методикой.

После проведения серии расчетов по формированию графиков проведения модернизации генерирующих объектов в соответствии с методикой определения порядка вывода из работы генерирующего оборудования для целей модернизации при обеспечении максимально возможного уровня балансовой надежности ЭЭС, были получены результаты, представленные на рис. 3.

В таблице 3 представлены результирующие значения м.о. недоотпуска электроэнергии за 2025 г. по плану и двум вариантам корректировки сроков начала модернизации.

Как видно из результата, оба варианта модернизации по предлагаемой методике оказались лучше варианта вывода из работы генерирующего оборудования, представленного в [15]. М.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири в варианте, представленном в [15], получилось равным 40 461 МВт ч, в варианте № 1 по предлагаемой методике – 34 472 МВт ч, в варианте № 2 по предлагаемой методике – 39 669 МВт ч. Лучшие результаты по м.о. недоотпуска электроэнергии показал вариант 1, это можно объяснить тем, что перенос сроков модернизации некоторых генерирующих агрегатов на 2026 год разгружает ОЭС Сибири. Результаты варианта 2, где вся запланированная модернизация погружена на 2025 г., показывают, что м.о. недоотпуска электроэнергии увеличилось, по сравнению с вариантом 1, но все-таки меньше, по сравнению с плановым графиком модернизации. При расчетах в качестве норматива балансовой надежности был принят показатель – вероятность бездефицитной работы на уровне 0.996 [16].

Таблица 1. Установленная мощность и максимум потребления мощности в зонах надежности ОЭС Сибири на 2025 г., МВт

№ п.п.	Зона надежности	$N_{уст}$, МВт	$N_{макс.потр}$, МВт	№ п.п.	Зона надежности	$N_{уст}$, МВт	$N_{макс.потр}$, МВт
1	Омская	1601	1894	7	Хакасская	7157	2185
2	Новосибирская	3013	2894	8	Тывинская	52	218
3	Томская	736	1332	9	Иркутская	13194	9526
4	Алтайская	1651	1918	10	Бодайбинская	86	90
5	Кемеровская	5516	4637	11	Бурятская	1479	1029
6	Красноярская	16529	7738	12	Забайкальская	1705	1468

Таблица 2. Планы по модернизации генерирующих объектов ОЭС Сибири на 2025 г.

Название электростанции	$N_{\text{уст.}}$, МВт	Станционный номер агрегата	Дата начала модернизации	Количество месяцев на модернизацию	Примечание
Красноярская ТЭЦ-1	70	ТГ-15	01.01.2025	10	По октябрь 2025 г.
Красноярская ТЭЦ-1	70	ТГ-16	01.01.2025	10	По октябрь 2025 г.
Красноярская ТЭЦ-3	110	ТГ-2	01.01.2025	11	По ноябрь 2025 г.
Иркутская ТЭЦ-10	150	ТГ-7	01.01.2025	2	По февраль 2025 г.
Омская ТЭЦ-4	135	ТГ-9	01.01.2025	12	Весь год
ТЭЦ СХК	60	ТГ-1	01.07.2025	6	С июля по декабрь
ТЭЦ СХК	60	ТГ-2	01.07.2025	6	С июля по декабрь
Бийская ТЭЦ-1	110	ТГ-6	01.12.2025	9	1 мес. и 8 мес. в 2026 г.
Усть-Илимская ТЭЦ	110	ТГ-3	01.05.2025	9	8 мес. и 1 мес. в 2026 г.
Иркутская ТЭЦ-10	150	ТГ-5	01.12.2025	9	1 мес. и 8 мес. в 2026 г.
Читинская ТЭЦ-1	87	ТГ-4	01.11.2025	7	2 мес. и 5 мес. в 2026 г.
Читинская ТЭЦ-1	80	ТГ-3	01.12.2025	10	1 мес. и 9 мес. в 2026 г.

Таблица 3. Значения м.о. недоотпуска электроэнергии для различных вариантов графиков модернизации генерирующих объектов ОЭС Сибири на 2025 г.

Зона надежности	М.о. недоотпуска электроэнергии, МВт·ч		
	По плану	По методике	
		1	2
Омская	13630.1	10191.4	13113.7
Новосибирская	291.8	196.4	347.6
Томская	557.7	468.8	768.7
Алтайская	311	227.6	359
Кемеровская	466.8	305.8	492.8
Красноярская	425.5	291.5	501.2
Хакасская	681.5	490.5	708.5
Тывинская	1682.3	1168.9	1640.6
Иркутская	954.4	580.5	983.3
Бодайбинская	19978.3	19909.3	19959.8
Бурятская	87.9	62.1	73.3
Забайкальская	1393.7	579.2	721.1
Система	40461.1	34472	39669.7

Во всех зонах надежности, за исключением Бодайбинской, вероятность бездефицитной работы получилась выше нормативной во всех рассмотренных вариантах.

В целом результаты корректировки сроков модернизации генерирующего оборудования за 2022–2025 гг. показали:

- в 2022 г. корректировка сроков проведения модернизации для запланированных генерирующих агрегатов не привела к уменьшению м.о. недоотпуска электроэнергии по ОЭС Сибири. Вероятность бездефицитной работы находится на достаточно высоком уровне (выше 0.996), кроме Бодайбинской ЗН;

- в 2023 г., применяя представленную методику, удалось снизить м.о. недоотпуска электроэнергии по ОЭС Сибири в целом на 471 МВт ч, что составляет 1.8% от всего м.о. недоотпуска электроэнергии. Вероятность бездефицитной работы во всех ЗН, кроме Бодайбинской, была выше 0.996;

- в 2024 г., применяя представленную методику, удалось снизить м.о. недоотпуска электроэнергии по ОЭС Сибири в целом на 493.5 МВт ч, что составляет 1.6% от общего м.о. недоотпуска электроэнергии. Вероятность бездефицитной работы во всех зонах надежности, кроме Бодайбинской, была выше 0.996;

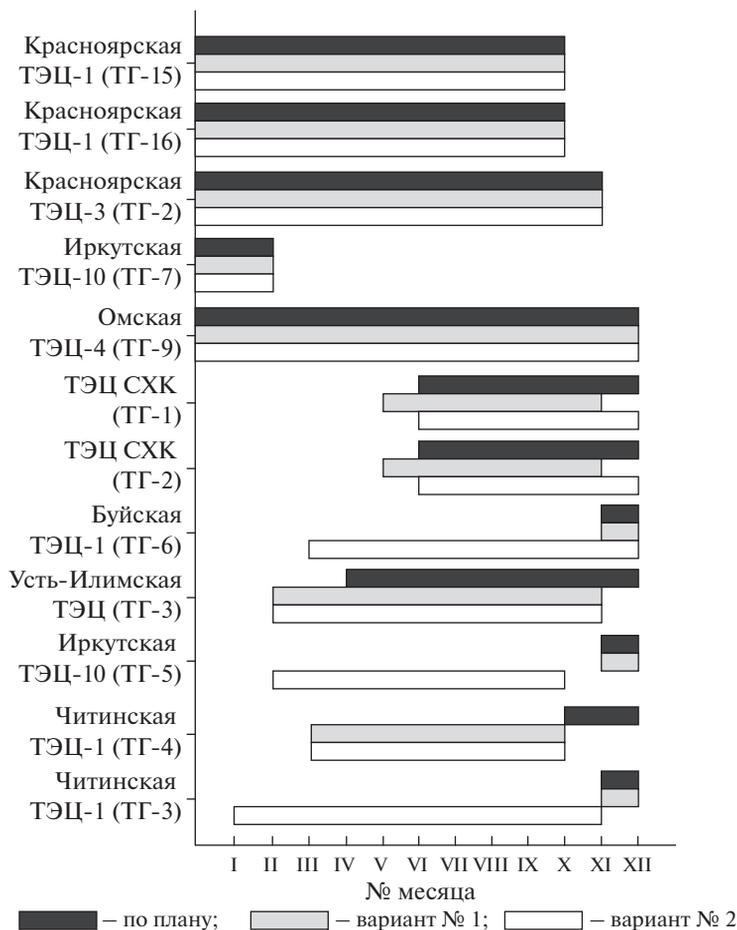


Рис. 3. Графики проведения модернизации генерирующего оборудования в ОЭС Сибири в 2025 г.

– самым показательным оказался 2025 г., м.о. недоотпуска электроэнергии по ОЭС Сибири удалось уменьшить на 5989 МВт ч, что составило примерно 14.8%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модернизация объектов электроэнергетики позволяет повысить их эффективность, а также эффективность работы всей системы, в которой они эксплуатируются. При модернизации объекты выводятся из эксплуатации на определенный период времени. Вывод объектов влияет на надежность работы ЭЭС. Важно, чтобы период времени, на который выводятся из эксплуатации объекты, был оптимальным образом спрогнозирован и ЭЭС в этот период работала с максимальной эффективностью. В статью предлагается методика определения порядка вывода из работы для целей модернизации генерирующего оборудования при обеспечении максимального уровня надежности энергосистемы.

Экспериментальные исследования показали, что, используя оценку балансовой надежности, удастся повысить эффективность принятия решений по выводу из работы для модернизации генерирующего оборудования.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-08-00550_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р.
2. Жихарев А., Лосьпанко Н. Модернизация ТЭС: маневр уклонения от рынка? VYGON Consulting, 2017. 75 с.
3. О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций. Постановление правительства РФ от 25 января 2019 г. № 43.
4. Перечень генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов. Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р.
5. Регламент проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций. Утвержден 20 сентября 2018 г. с изменениями от 24 марта 2020 г. (Протокол № 7-П/2020 заседания Наблюдательного совета Ассоциации “НП Совет рынка”).
6. Kovalev G.F., Lebedeva L.M. Reliability of Power Systems. Springer Cham; 1st ed, 2019. 237 p.
7. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Springer, 1994. 361 p.
8. Boyarkin D.A., Krupenev D.S., Iakubovskii D.V. Machine learning in electric power systems adequacy assessment using Monte-Carlo method. Bulletin of the South Ural State University. Series: Mathematical Modelling. Programming and Computer Software, 2018. V.11. № 4. P. 146–153.
9. Krupenev D.S. Assessment of Power System Adequacy with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems. E3S Web of Conferences, 2018. V. 58. ID: 01012.
10. Iakubovskiy D.V., Krupenev D.S., Boyarkin D.A. An Analysis of Shortage Minimization Models to Assess Power System Adequacy. Energy Systems Research, 2018. V. 1. № 3. P. 25–32.
11. Boyarkin D.A., Krupenev D.S., Iakubovskiy D.V. Prediction of the power shortage in the electric power system by means of regression analysis by machine learning methods. E3S Web of Conferences, 2019. V. 114. ID: 03003.
12. Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Чудный В.С. Расчет показателей балансовой надежности энергосистем с учетом переменной топологии электрической сети. Электричество, 2016. № 4. С. 4–10.
13. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. М.: Изд-во НИЦ ЭНАС. 2003.
14. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы. Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 № 174.
15. Предварительный перечень отобранных проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2022–2024 гг. (Доступ: http://kom.so-ups.ru/Generic/Form_A.aspx?FormMode=View&RecordId=E6CEAD5-B5D0-4D26-9F84-2C366A13E0E6&EntityId=Documents)
16. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро П.М. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

Ensuring the Maximum Level of Adequacy of Electric Power Systems during the Decommissioning of Generating Units for Modernization

D. S. Krupenev^{a,*} and L. M. Lebedeva^a

^aMelentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

*e-mail: krupenev@isem.irk.ru

The problem of moral and physical depreciation of power equipment in the Russian power industry is very relevant. One of the ways to solve this problem is the modernization of energy equipment. The equipment is decommissioned for a long-time during modernization. This reduces the level of adequacy of electric power systems. The article presents a methodology for determining the procedure for decommissioning generating equipment for modernization purposes while ensuring the highest possible level of adequacy of electric power systems. The proposed methodology is based on the analysis of adequacy indicators when searching for the best periods for decommissioning generating units for modernization. The methodology gives possible to determine the technically and economically optimal strategy for the modernization of generating equipment. In the experimental part, the effectiveness of the proposed methodology the example to the Siberian Unified Energy System is shown.

Keywords: adequacy, electric power system, generating unit, modernization