

Интегральные модели для разработки стратегии технического перевооружения генерирующих мощностей

ТРУФАНОВ В.В., АПАРЦИН А.С., МАРКОВА Е.В., СИДЛЕР И.В.

Рассматривается задача анализа долгосрочных стратегий ввода и демонтажа генерирующих мощностей электроэнергетической системы (ЭЭС), описанной с помощью интегральных уравнений вольтерровского типа. Приведен обзор математических моделей для определения прогнозных значений вводов мощностей ЭЭС при различных стратегиях демонтажа генерирующего оборудования. Наряду со скалярным случаем приводится векторная модель, учитывающая три вида генерирующих мощностей. Также рассматривается задача поиска оптимальных сроков службы генерирующего оборудования для заданной потребности в электроэнергии и тенденций старения оборудования и научно-технического прогресса в энергетике при минимуме суммарных затрат на ввод и эксплуатацию мощностей. Рассмотрена новая интегральная модель, которая позволяет учитывать разделение генерирующего оборудования на определенные возрастные группы с отличающимися техническими и экономическими параметрами функционирования, отражающими процессы старения мощностей. Построены прогнозы ввода генерирующих мощностей для различных сценариев электропотребления. Приводится численное решение задачи оптимизации момента вывода оборудования из эксплуатации. Все расчеты выполнены применительно к Единой электроэнергетической системе России.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, генерирующая мощность, срок службы, ввод, демонтаж, математическая модель

Актуальной проблемой российской электроэнергетики была и остается проблема старения генерирующего оборудования. Наибольшими темпами мощность электростанций России росла в период 1960–1980 гг., когда ежегодные вводы достигали 5–6 ГВт. К настоящему времени все эти мощности отработали свой парковый ресурс и эксплуатируются более 35 лет. В кризисный период 1990–2010 гг. суммарная установленная мощность электростанций России росла весьма незначительно. Объемы вводов мощностей (в среднем порядка 1–1,5 ГВт в год) были в 3–5 раз ниже необходимых даже для простого воспроизводства. Лишь с начала 2010-х годов вводы мощностей (см. рис. 1) существенно выросли. В 2015 г. в ЭЭС России было введено 4,7 ГВт новых мощностей.

В результате этих процессов средний возраст оборудования электростанций (см. рис. 2) вырос с 18 лет в 1990 г. до 32,9 лет к 2012 г. Затем рост среднего возраста прекратился и наметился перелом этой тенденции в сторону его снижения. В 2013 г. за счет вводов нового оборудования средний возраст оборудования электростанций впервые снизился на 0,5 года, с тенденцией его дальнейшего снижения к 2015 г. до 30 лет.

Возрастной состав оборудования электростанций определяется как объемами вводов нового оборудования, так и масштабами модернизации и вывода из эксплуатации действующего оборудования.

Важен анализ возрастного состава генерирующего оборудования на перспективу при разных стратегиях его обновления для различных сценариев роста потребности в электроэнергии. Наряду с моделями такого анализа ниже предлагается математическая модель для выбора оптимальной стратегии обнов-

Вводы генерирующих мощностей по России, в том числе по ДПМ, МВт



Рис. 1. Вводы генерирующих мощностей в России, МВт (по данным Минэнерго¹)

¹ Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2014 г. Задачи на среднесрочную перспективу. Министр энергетики Российской Федерации А.В. Новак. Москва. 15 апреля 2015 г. <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/36e/prezentatsiya-itogovoy-kollegii.pdf>

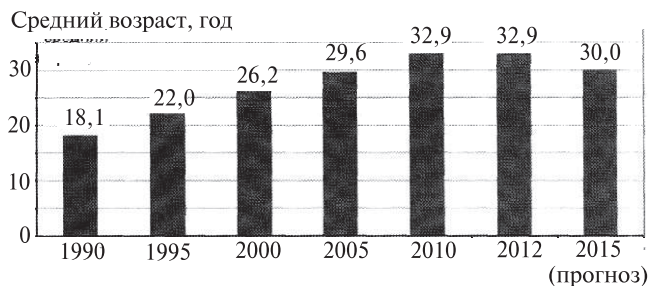


Рис. 2. Средний возраст оборудования электростанций России, лет (по данным Минэнерго²)

ления генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России.

Область применения этих моделей – качественная оценка основных стратегий технического перевооружения генерирующих мощностей крупных ЭЭС с учетом основных определяющих факторов: технического прогресса, динамики возрастной структуры генерирующих мощностей, структурных изменений генерирующих мощностей, выбытия и замены устаревшего оборудования.

О выборе модели для описания развития ЭЭС. Жизненный цикл генерирующего оборудования в общем случае включает: строительство, эксплуатацию в период паркового или продленного индивидуального (после проведенной диагностики) ресурса, техническое перевооружение и демонтаж оборудования.

Под парковым ресурсом понимается наработка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов оборудования, при которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении стандартных требований, предъявляемых к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок. Индивидуальный ресурс – назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла, геометрических размеров и условий его эксплуатации [1–3].

В пределах индивидуального ресурса затраты на продление срока эксплуатации оборудования увеличиваются сравнительно мало (порядка 10–20% стоимости нового оборудования). За его пределами затраты, связанные с поддержанием работоспособности оборудования, значительно увеличиваются.

Возможны различные варианты технического перевооружения: продление сроков службы действующего оборудования или его модернизация с сохранением прежних технико-экономических параметров либо заменой оборудования на более современное на основе новых технологических решений.

Продление срока эксплуатации энергоустановки может осуществляться до бесконечности, что, однако, закладывает отставание в развитии отрасли: оборудование морально устаревает, увеличиваются расходы на его обслуживание и ремонты, не используются возможности применения новых технологий.

Вместе с тем, практика эксплуатации оборудования свидетельствует, что во многих энергосистемах (ОАО «Мосэнерго», ОАО «Кузбассэнерго» и др.) оборудование из эксплуатации выводится по достижению значений паркового ресурса, а не по состоянию металла конструктивных элементов тепломеханического оборудования [2].

Альтернативой техническому перевооружению является ввод новых генерирующих мощностей.

В сложившейся практике выбор рациональных вариантов технического перевооружения генерирующего оборудования осуществляется путем сопоставления различных вариантов перевооружения с использованием типовой методики анализа эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике [4]. Этот анализ носит индивидуальный характер (поагрегатно для конкретной электростанции).

Применяя такой анализ для типовых групп оборудования в электроэнергетике России с использованием баз данных по развитию электростанций страны, можно сформировать прогнозные значения демонтажа оборудования (предельных сроков службы) действующих электростанций по условиям физического износа. Эти значения могут далее жестко задаваться в математических моделях перспективного развития электроэнергетики. Оригинальная аналитическая формула расчета оптимального срока службы нового оборудования различных типов тепловых электростанций с учетом его физического и морального старения предложена в [5].

В системе моделей [6] применяется более гибкий подход, в котором по результатам анализа возможных инвестиционных решений предварительно сформированного множества агрегированных типовых технологий производства электроэнергии проводится их ранжирование по экономической эффективности, определяются наиболее конкурентные решения [7–12]. Оценка морального старения оборудования осуществляется далее в системных оптимизационных моделях развития электроэнергетики, предусматривающих, кроме технического перевооружения действующих электростанций, и возведение новых электростанций [6, 13, 14].

² Презентация к выступлению Министра энергетики РФ А. Новака на парламентских слушаниях в Государственной Думе 06.11.2013. http://minenergo.gov.ru/press/doklady/1429.html?sphrase_id=13970

Указанный инструментарий [6] для формирования рациональных вариантов развития отрасли, разработанный в ИНЭИ РАН, сочетает в себе формальные математические оптимизационные модели с экспертно-ориентированной имитационной системой принятия решений, использующей масштабное информационное обеспечение (базы данных).

В отличие от этих системных моделей электроэнергетики модели развивающихся систем, основанные на использовании макроэкономических моделей, предложенных в [15], описываются с помощью интегральных уравнений вольтерровского типа с переменными верхними и нижними пределами интегрирования, позволяющими моделировать технический прогресс системы с учетом старения ее производственных мощностей. Такие модели можно применять для качественного исследования процессов замены устаревающего оборудования, так как они позволяют учитывать возрастную структуру производственных мощностей и ретроспективу развития системы.

Применение аппарата интегральных моделей типа В.М. Глушкова для моделирования развития электроэнергетических систем началось с середины 80-х годов [16, 17]. В [18–22] рассмотрены математические модели развития генерирующих мощностей ЭЭС с разной степенью агрегирования по типам электростанций, оценочные (анализ последствий заданной стратегии обновления мощностей) и оптимизационные (оптимизация сроков службы мощностей), с описанием процессов продления сроков службы генерирующего оборудования (модернизация) и без него.

В последних работах [23, 24] предложена новая интегральная модель, позволяющая более детально описывать технико-экономические параметры генерирующего оборудования электростанций ЭЭС с учетом его возрастной структуры за счет выделения нескольких возрастных групп оборудования с различающимися показателями эффективности их функционирования.

Интегральная модель развития генерирующих мощностей ЭЭС. Рассмотрим простейшую задачу прогноза развития ЭЭС [18], которая заключается в определении долгосрочной стратегии ввода генерирующих мощностей ЭЭС с учетом выбывания устаревшего оборудования при известном сроке службы оборудования. Запишем агрегированную модель развития ЭЭС в виде следующего баланса располагаемых и требуемых мощностей:

$$\int_{t-c(t)}^t \beta(t,s)x(s)ds = p(t), \quad t \in [t_0, T] \quad (1)$$

при условии

$$x(t) = x^0(t), \quad t \in [t_0 - c(t_0), t_0]. \quad (2)$$

Здесь $x(t)$ – искомый суммарный (по ЭЭС) ввод установленной электрической мощности в момент t ; $\beta(t,s)$ – коэффициент интенсивности использования в момент t единицы мощности, введенной ранее в момент s , описывающий процесс физического старения оборудования; $p(t)$ – экспертно задаваемая на перспективу динамика требуемой располагаемой мощности; $c(t)$ – срок жизни самого старого в момент t энергоблока в ЭЭС; $x^0(t)$ – известная динамика ввода мощностей на предыстории $[t_0 - c(t_0), t_0]$.

Левая часть уравнения (1) определяет располагаемую мощность ЭЭС в момент t с учетом выбытия ранее введенных мощностей по истечении их срока службы.

Поскольку электростанции разных типов имеют существенно отличающиеся временные циклы использования (разные сроки службы оборудования, процессы старения элементов агрегатов и др.), в [19] рассматривалась аналогичная, но более детальная прогнозная векторная модель, в которой описывались три вида генерирующих мощностей: тепловые электростанции на органическом топливе, атомные электростанции и гидроэлектростанции. В этой модели вместо (1) рассматривалась система из трех балансов мощностей указанных видов электростанций:

$$\int_{t-c_1(t)}^t \beta_1(t,s)x_1(s)ds + \int_{t-c_2(t)}^t \beta_2(t,s)x_2(s)ds + \int_{t-c_3(t)}^t \beta_3(t,s)x_3(s)ds \geq p(t), \quad t \in [t_0, T]; \quad (3)$$

$$\int_{t-c_1(t)}^t x_1(s)ds = \alpha(t) \left(\int_{t-c_1(t)}^t x_1(s)ds + \int_{t-c_2(t)}^t x_2(s)ds + \int_{t-c_3(t)}^t x_3(s)ds \right); \quad (4)$$

$$\int_{t-c_3(t)}^t x_3(s)ds = \gamma(t) \left(\int_{t-c_1(t)}^t x_1(s)ds + \int_{t-c_2(t)}^t x_2(s)ds + \int_{t-c_3(t)}^t x_3(s)ds \right); \quad (5)$$

$$x(t) = x^0(t), \quad t \in [t_0 - c(t_0), t_0]; \quad (6)$$

$$x(t) \geq 0, \quad (7)$$

где $\alpha(t)$ и $\gamma(t)$ – заданные функции, описывающие изменение доли суммарных мощностей станций соответствующего типа в общем составе генерирующего оборудования.

Следующим шагом в задаче моделирования развития ЭЭС на длительную перспективу являлся выбор оптимальной укрупненной стратегии вывода из эксплуатации устаревшего генерирующего оборудования с помощью оптимизационных моделей [19, 20]. А именно, рассмотрена задача определения такой динамики изменения срока службы оборудования (т.е. вектор-функции $c(t)$), которая, обеспечивая заданную потребность $p(t)$, минимизировала бы суммарные затраты за время $[t_0, T]$ на ввод новых и эксплуатацию генерирующих мощностей.

Соответствующая задача оптимального управления заключается в нахождении

$$c^*(t) = \arg \min_{c(t) \in C} I(x(t)), \quad (8)$$

где

$$I(x(t)) = \int_{t_0}^T a^{t-t_0} \left\{ \sum_{i=1}^3 \int_{t-c_i(t)}^t u_1^i(t-s) u_2^i(s) x_i(s) ds \right\} dt + \int_{t_0}^T a^{t-t_0} \left\{ \sum_{i=1}^3 k_i(t) x_i(t) \right\} dt; \quad (9)$$

$$C = \{c(t) | \underline{c} \leq c(t) \leq \bar{c}, c_i'(t) \leq 1, i=1,3, t \in [t_0, T]\},$$

при балансовых ограничениях на вводимые мощности вида (3)–(7). Первое слагаемое в (9) соответствует эксплуатационным затратам, второе – затратам на ввод мощностей за весь прогнозный период.

Принятые обозначения: $u_1(t-s) \equiv (u_1^1(t-s), u_1^2(t-s), u_1^3(t-s))$ – коэффициенты увеличения в момент времени t затрат на эксплуатацию мощностей, введенных в момент s (с увеличением срока эксплуатации $t-s$ эта величина возрастает в силу роста затрат на ремонт стареющего оборудования) для трех типов станций; $u_2(t) \equiv (u_2^1(t), u_2^2(t), u_2^3(t))$ – удельные затраты на эксплуатацию мощности, введенной в момент t ; $k(t) \equiv (k_1(t), k_2(t), k_3(t))$ – удельные затраты на ввод мощности в момент t (по трем типам станций); a^{t-t_0} – коэффициент дисконтирования затрат.

Эти функции, а также $p(t)$ и установленные мощности $x_i^0(t)$ при $t \in [t_0 - c_i(t_0), t_0]$ считаются известными.

С использованием этой модели были проведены тестовые расчеты с экспертно заданными значениями (в определенных диапазонах) указанных ра-

нее параметров целевой функции. Результаты этих расчетов, опубликованные в [19, 20], свидетельствуют об экономической целесообразности снижения сроков службы генерирующего оборудования относительно существующего уровня.

Наконец, в [21, 22] была предложена модификация этой оптимизационной модели для скалярного случая, описывающая дополнительно в рамках модели явный процесс продления срока службы оборудования. Этот процесс предусматривал выполнение некоторых мероприятий, обеспечивающих восстановление работоспособности изношенного оборудования на определенный срок, но требующих соответствующих единовременных затрат. Проведенные расчеты по этой модели не выявили определенного эффекта от такой модернизации, эффект проявился лишь при существенном (в 1,5–2 раза) увеличении в перспективе (относительно существующего уровня) затрат на эксплуатацию и ввод нового оборудования.

Интегральная модель с разделением оборудования на возрастные группы. Другое направление развития математических моделей долгосрочного прогнозирования развития генерирующих мощностей ЭЭС связано с детализацией описания внутренних параметров жизненного цикла функционирования мощностей, изменения этих параметров по мере старения оборудования [23, 24]. С этой целью все генерирующее оборудование делится на определенные возрастные группы с отличающимися техническими и экономическими параметрами функционирования оборудования, отражающими процессы его старения.

В математической модели [23] выделены четыре такие возрастные группы: молодые (новые) агрегаты, агрегаты среднего и старшего возраста с ухудшенными вследствие старения технико-экономическими параметрами и еще более старые агрегаты, выводимые из эксплуатации. Эта модель в скалярном случае (без разделения станций по видам генерирующих мощностей) описывается интегральным уравнением

$$\beta_1(t) \int_{t-T_1}^t x(s) ds + \beta_2(t) \int_{t-T_2}^{t-T_1} x(s) ds + \beta_3(t) \int_{t-T_3}^{t-T_2} x(s) ds + \beta_4(t) \int_0^{t-T_3} x(s) ds = p(t), \quad t \in [t_0, T], \quad (10)$$

где $\beta_i(t)$ – коэффициенты эффективности функционирования i -й возрастной группы; T_i – сроки перехода из одной возрастной группы в другую.

Математическая модель для векторного случая строится аналогично системе (3)–(7), используя информацию о долях суммарных мощностей стан-

ций соответствующего типа в общем составе генерирующего оборудования. На базе моделей с разделением генерирующего оборудования на возрастные группы также можно строить различные оптимизационные модели.

Численные результаты. Далее приводятся результаты расчетов прогнозных значений вводов мощностей электростанций ЭЭС России по скалярной модели (10) на период до 2050 г. За начало расчетного периода ($t=0$) принят 1950 г., $T_1=30$, $T_2=50$, $T_3=60$, $\beta_1=1$, $\beta_2=0,97$, $\beta_3=0,9$, $\beta_4=0$. Начало прогнозного периода $t_0=2015$ (год).

Рассматривались три разных сценария развития ЭЭС на перспективу до 2050 г., соответствующие разным темпам роста потребности в мощности с 2015 г.: «оптимистичный» с темпом роста 1,0 % в год (вариант 1); «реалистичный» с темпом 0,5 % (вариант 2); «минимальный» с нулевым ростом потребностей (вариант 3). Результаты расчетов – вводы мощностей и средний срок службы оборудования – приведены на рис. 3.

Как следует из этих расчетов, во всех вариантах при предельном сроке службы оборудования в 60 лет и заданной динамике физического старения оборудования действующая тенденция роста среднего возраста оборудования меняется. Этот возраст стабилизируется и начинает снижаться от значения порядка 34 года в настоящее время до 21,7 лет к концу расчетного периода в варианте 1; 22,7 лет в варианте 2 и 23,6 лет в варианте 3. Это происходит за счет роста доли «молодых» агрегатов и снижения доли «старых» агрегатов – данные о долях мощностей трех возрастных групп для варианта 1 показаны на рис. 4.

Суммарная установленная мощность ЭЭС к 2050 г. в этих вариантах составляет соответственно 339,0; 283,9 и 237,6 ГВт, средний за период ввод

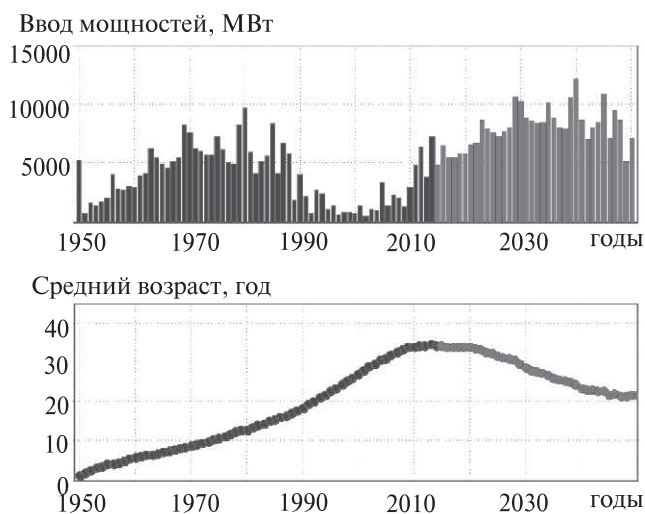


Рис. 3. Ввод мощностей ЭЭС и средний возраст оборудования ЭЭС (вариант 1)

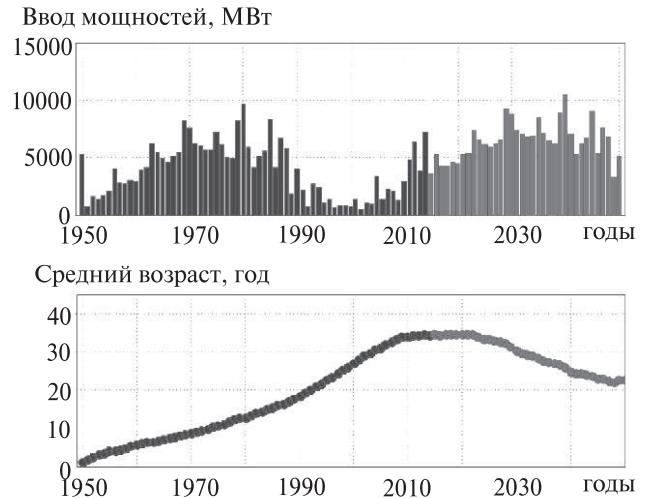


Рис. 4. Ввод мощностей ЭЭС и средний возраст оборудования ЭЭС (вариант 2)

мощностей – порядка 8,0, 6,4 и 5,1 ГВт в год, величина вводимой за период мощности – 286,4, 231,4 и 185,0 ГВт, прирост располагаемой мощности – 101, 46,1 и 0 ГВт, доля введенных мощностей за прогнозный период в суммарной установленной мощности – 0,85, 0,82 и 0,78 соответственно.

Проведенные прогнозные расчеты по этой модели на базе реальной информации ЭЭС России на период до 2020 г. показали, что полученные расчетные значения вводов мощностей близки к значениям утвержденных официальных прогнозов развития электроэнергетики России (в генеральной схеме размещения энергообъектов и др.) на перспективу до 2020 г. [25].

На базе прогнозной модели для варианта 1 численно решалась задача оптимизации параметра T_3 – возраста оборудования, которое выводится из эксплуатации [26]. Полученная динамика вводов мощностей, соответствующая найденному $T_3^*(t)=50$ (лет), предполагает массовый вывод из эксплуата-

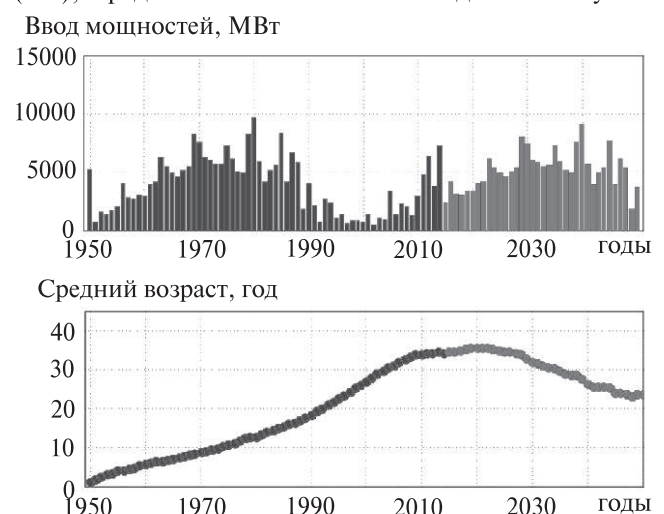


Рис. 5. Ввод мощностей ЭЭС и средний возраст оборудования ЭЭС (вариант 3)

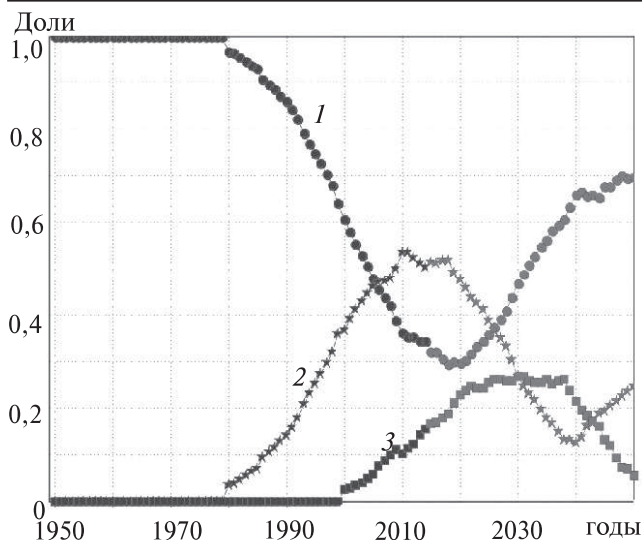


Рис. 6. Доли оборудования различных возрастных групп (вариант 1): 1 — доля новых мощностей (срок службы от 1 до 30 лет); 2 — доля мощностей среднего возраста (срок службы от 31 до 50 лет); 3 — то же старшего возраста (срок службы от 51 до 60 лет)

ции оборудования в начале прогнозного периода (2015 г.) и дает к 2050 г. экономический эффект в 3,03% по сравнению с базовым вариантом (при $T_3 = 60$). Однако с экономической и технической точек зрения такая стратегия нереализуема, так как требует резкого увеличения (до 42 ГВт) вводов мощностей, поэтому были введены дополнительные ограничения сверху на фазовую переменную (вводимые мощности). Полученная стратегия вводов из класса кусочно-линейных функций дает выигрыш в 2,37% относительно базового варианта. Эта стратегия, ограничение на вводы и соответствующая динамика перехода $T_3^*(t)$ от 60 к 50 годам за 14 лет (с 2015 по 2028 гг.) приведены на рис. 7.

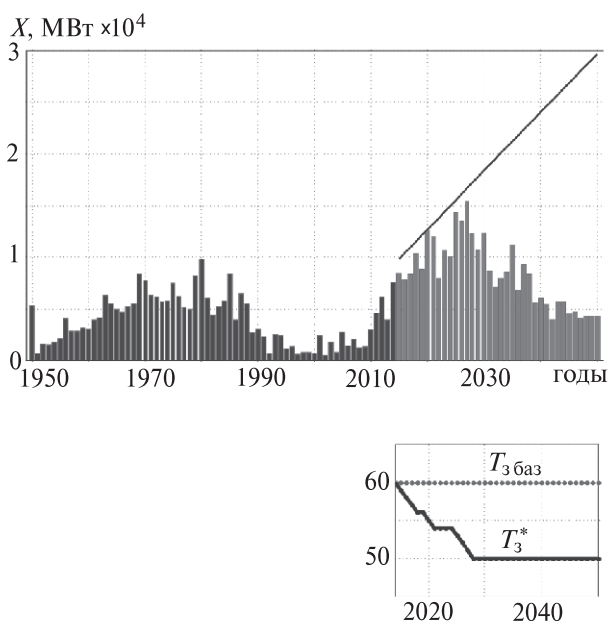


Рис. 7. Оптимальное решение $T_3^*(t)$ и соответствующая динамика ввода мощностей

Выводы. 1. Дан обзор оценочных математических моделей для долгосрочного прогноза вводов генерирующих мощностей ЭЭС при различных стратегиях демонтажа и тенденциях старения генерирующего оборудования и оптимизационных моделей выбора рациональных сроков службы генерирующего оборудования ЭЭС.

2. Проведены расчеты динамики вводов генерирующих мощностей ЭЭС России до 2050 г. при разных темпах роста потребности в мощности (от 0 до 1% в год). Среднегодовые вводы за этот период составляют 5—8 ГВт в год.

3. Показана необходимость смены сложившейся тенденции роста среднего срока службы оборудования на его снижение на величину порядка 10 лет при ограничении максимального срока службы величиной в 60 лет.

Работа выполнена при поддержке РФФ (проект № 15-01-01425а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Резинских В.Ф. Ресурс работы основного теплосилового оборудования ТЭС и оценка возможностей его дальнейшей эксплуатации: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=692
2. Романов А.А., Березовский К.Е., Неуймин В.М. Управление ресурсом оборудования путём реализации «Программы обновления ТЭС»: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=693
3. Тумановский А.Г., Резинских В.Ф. Стратегия продления ресурса и технического перевооружения тепловых электростанций. — Теплоэнергетика, 2001, № 6, с. 3—10.
4. Виленский П.Л., Лившиц В.И., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика: Учебно-практ. пособие. — М.: Дело, 2001, 832 с.
5. Филатов А.И. Прогнозирование оптимальных сроков службы оборудования тепловых электростанций. — Сборник статей Научно-исследовательского института экономики энергетики/Под редакцией В.И. Эдельмана. — М.: ЭНАС, 1998, с. 367—384.
6. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.А., Хоршев А.А. Методы и инструментальный прогнозирования развития электроэнергетики. — Известия РАН. Энергетика, 2010, № 4, с. 82—94.
7. Волкова Е.А., Мардер Л.И., Мызин А.Д. Методы системного анализа эффективности технического перевооружения тепловых электростанций. — Электрические станции, 1997, № 11, с. 2—9.
8. Земцов А.С., Егоров В.М., Волкова Е.А., Шульгина В.С. Оценка экономической эффективности обновления существующих тепловых электростанций. — ТЭК, 2001, № 4.
9. Волкова Е.А., Шульгина В.С., Новикова Т.В. Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПГУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций. — Газотурбинные технологии, 2004, № 1, с. 20—26.
10. Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Хоршев А.А. Технологическое обновление теплоэнергетики как долгосрочный фактор сдерживания цен электроэнергии. — Теплоэнергетика, 2015, № 12, с. 3—12.
11. Протокол НТС РАО «ЕЭС России» по теме «Концепция технического перевооружения тепловых станций» от 27 июня 2001 г.: <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/koncepciya-tehnicheskogo-perevoorzheniya-teplovyyh-elektrostantsik.html>

12. **Основные положения** (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. — М.: РАО «ЕЭС России», 2008, 91 с.
13. **Лагерев А.В.** Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по Федеральным округам. — Известия РАН. Энергетика, 2004, № 4, с. 26–32.
14. **Воропай Н.И., Труфанов В.В.** Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях. — Электричество, 2000, № 10, с. 6–12.
15. **Глушков В.М., Иванов В.В., Яненко В.М.** Моделирование развивающихся систем. — М.: Наука, 1983, 350 с.
16. **Апарцин А.С., Тришечкин А.М.** Применение моделей В.М. Глушкова для моделирования долгосрочных стратегий развития ЕЭС. — Тез. докл. Всесоюз. конф. «Курс-4». — Рига, 1986, с. 17–19.
17. **Apartsyn A.S., Trishechkin A.M.** Modeling of power system development on the base of integral descriptions. — EPRI-SEI Joint seminar of methods for solving the problems on energy power systems development and control. — Beijing (China), 1991, pp. 133–143.
18. **Иванов Д.В., Караулова И.В., Маркова Е.В., Труфанов В.В., Хамисов О.В.** Численное решение задачи управления развитием электроэнергетической системы. — Автоматика и телемеханика, 2004, № 3, с. 125–136.
19. **Апарцин А.С., Караулова И.В., Маркова Е.В., Труфанов В.В.** Применение интегральных уравнений Вольтерра для моделирования стратегий технического перевооружения электроэнергетики. — Электричество, 2005, № 10, с. 69–75.
20. **Караулова И.В., Маркова Е.В.** Задача оптимального управления развитием электроэнергетической системы. — Автоматика и телемеханика, 2008, № 4, с. 101–108.
21. **Маркова Е.В., Сидлер И.В., Труфанов В.В.** О моделях развивающихся систем типа Глушкова и их приложениях в электроэнергетике. — Автоматика и телемеханика, 2011, № 7, с. 20–28.
22. **Markova E.V., Sidler I.V., Trufanov V.V.** Integral models of developing electric power systems. — International Journal of Energy Optimization and Engineering, 2013, vol. 2, iss. 4, pp. 44–58.
23. **Апарцин А.С., Сидлер И.В.** Применение неклассических уравнений Вольтерра I рода для моделирования развивающихся систем. — Автоматика и телемеханика, 2013, № 6, с. 3–16.
24. **Апарцин А.С., Сидлер И.В.** Интегральные модели развития электроэнергетики с учетом старения оборудования электростанций. — Электронное моделирование, 2014, № 4, с. 81–88.
25. **Презентация** к докладу министра энергетики РФ А.В. Новака на совещании у председателя Правительства РФ Д.А. Медведева «О модернизации Российской электроэнергетики до 2020 года», Минэнерго РФ, 2012: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady> (дата обращения: 11.12.2012)
26. **Апарцин А.С., Маркова Е.В., Сидлер И.В., Труфанов В.В.** Об управлении возрастной структурой в интегральной модели ЭЭС России. — Вестник Тамбовского университета. Серия Естественные и технические науки, 2015, вып. 5, с. 1006–1009.

[15.12.2016]

Авторы: Труфанов Виктор Васильевич окончил энергетический факультет Иркутского политехнического института в 1970 г. В 2015 г. защитил докторскую диссертацию «Методическое обеспечение перспективного развития электроэнергетических систем России в современных условиях» в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН. Заведующий лабораторией развития электроэнергетических систем ИСЭМ СО РАН.

Апарцин Анатолий Соломонович окончил механико-математический факультет Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова в 1965 г. В 2000 г. защитил докторскую диссертацию «Неклассические уравнения Вольтерра I рода в интегральных моделях динамических систем: теория, численные методы, приложения» в Иркутском государственном университете (ИГУ). Главный научный сотрудник лаборатории неустойчивых задач вычислительной математики ИСЭМ СО РАН.

Маркова Евгения Владимировна окончила математический факультет ИГУ в 1996 г. В 1999 г. защитила кандидатскую диссертацию «Численные методы решения неклассических линейных уравнений Вольтерра I рода и их приложения» в ИГУ. Старший научный сотрудник лаборатории неустойчивых задач вычислительной математики ИСЭМ СО РАН.

Сидлер Инна Владимировна окончила математический факультет ИГУ в 1989 г. В 2006 г. защитила кандидатскую диссертацию «Применение интегральных моделей для исследования стратегий обновления генерирующих мощностей в электроэнергетике» в ИСЭМ СО РАН. Старший научный сотрудник лаборатории неустойчивых задач вычислительной математики ИСЭМ СО РАН.

Электричество, 2017, № 3, с. 4–11.

Integrated Models for the Development of Technical Modernization of Generating Capacities Strategy

TRUFANOV Viktor V. (*The Melent'yev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS), Irkutsk, Russia*) — Head of the Department, Dr. Sci. (Eng.)

APARTSIN Anatolii S. (*ESI SB RAS, Irkutsk, Russia*) — Chief Researcher, Dr.Sci. (Eng.)

MARKOVA Yevgeniya V. (*ESI SB RAS, Irkutsk, Russia*) — Senior Researcher, Cand.Sci. (Eng.)

SIDLER Inna V. (*ESI SB RAS, Irkutsk, Russia*) — Senior Researcher, Cand. Sci. (Eng.)

This paper addresses the problem of analyzing long-term strategies for commissioning and dismantling of generating capacities of electric power systems (EPS) described by means of the Volterra type integral equations. The paper offers a review of mathematical models designed for calculating forecast values of the

input capacities of EPS for various strategies of the generating equipment dismantling. In addition to the scalar case, the vector model that takes into account three types of generating capacities is provided. We also consider a search problem for the optimal generating equipment lifetime for a given demand for electricity and minimum total costs of commissioning and operation of capacities. We investigate a new integral model that accounts for division of the generating equipment into certain age groups with various technical and economic functioning parameters which describe the capacity aging processes. We build a forecast for commissioning of generating capacities for various power consumption scenarios. Numerical solution of the optimization problem of the generating equipment dismantling time is given. All calculations have been made as applied to the Unified Energy System (UES) of Russia.

Key words: *power system, generating capacity, lifetime, commissioning, dismantling, mathematical model*

REFERENCES

1. **Rezinskikh V.F.** *Resurs raboty osnovnogo teplosilovogo oborudovaniya TES i otsenka vozmozhnostei ego dal'neishei ekspluatatsii* (The service life of the main equipment of thermal power plants and assessment of the possibilities of its further exploitation): http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=692
2. **Romanov A.A., Berezovskii K.E., Neumin V.M.** Upravleniye resursom oborudovaniya putem realizatsii «Programmy obnovleniya TES» (Hardware resource management in the implementation of «Program update power plants»): http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=693
3. **Tumanovskii A.G., Rezinskikh V.F.** *Teploenergetika – in Russ. (Thermal Engineering)*, 2001, No. 6, pp. 3–10.
4. **Vilenskii P.L., Livshits V.I., Smolyak S.A.** Otsenka effektivnosti investitsionnykh proyektov. Teoriya i praktika: Uchebno-prakt. posobiye (Evaluating the effectiveness of investment projects. Theory and practice. Educational and practical guide). Moscow. Publ. «Delo», 2001, 832 c.
5. **Filatov A.I.** *Sbornik statei Nauchno-issledovatel'skogo instituta ekonomiki energetiki/Pod red. V.I. Edel'mana* (Collection of the Scientific and Research Institute of Economics Power Engineering/Edit. by V.I. Edel'man). Moscow, Publ. ENAS, 1998, pp. 367–384.
6. **Veselov F.V., Volkova E.A., Kurilov A.E., Makarova A.A., Khorshev A.A.** *Izvestiya RAN. Energetika – in Russ. (News of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering)*, 2010, No. 4, pp. 82–94.
7. **Volkova E.A., Marder L.I., Myzin A.D.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 1997, No. 11, pp. 2–9.
8. **Zemtsov A.S., Egorov V.M., Volkova E.A., Shul'gina V.S.** Otsenka ekonomicheskoi effektivnosti obnovleniya sushchestvuyushchikh teplovykh elektrostantsii (Estimation of economic efficiency renovation of existing thermal power plants) TEK, 2001, No.e4.
9. **Volkova E.A., Shul'gina V.S., Novikova T.V.** *Gazoturbinnyye tekhnologii – in Russ. (Gas turbine technology)*, 2004, No. 1, pp. 20–26.
10. **Veselov F.V., Novikova T.V., Khorshev A.A.** *Teployenergetika – in Russ. (Thermal Engineering)*, 2015, No. 12, pp. 3–12.
11. **Protokol NTS RAO «EES Rossii» po teme «Kontseptsiya tekhnicheskogo perevooruzheniya teplovykh stantsii» ot 27 iyunya 2001** (Minutes of the Scientific and Technical Council JSC «UES of Russia» on concept of technical equipment power plants» on June 27, 2001: <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/koncepciya-tehnicheskogo-perevooruzheniya-teplovykh-elektrostanciy.html>
12. **Osnovnye polozheniya (Kontseptsiya) tekhnicheskoi politiki v elektroyenergetike Rossii na period do 2030 g.** (The main provisions (concept) of technical policy in the Russia electric power industry for the period up to 2030. Moscow, JSC «UES of Russia», 2008, 91 p.
13. **Lagerev A.V.** *Izvestiya RAN. Energetika – in Russ. (News of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering)*, 2004, No. 4, pp. 26–32.
14. **Voropai N.I., Trufanov V.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2000, No. 10, pp. 6–12.
15. **Glushkov V.M., Ivanov V.V., Yanenko V.M.** *Modelirovaniye razvivayushchikh sistem* (Simulation of evolving systems). Moscow, Publ. «Nauka», 1983, 350 p.
16. **Aparsin A.S., Trishechkin A.M.** *Tezisy dokl. Vsesoyuz. konf. «Kurs-4» – in Russ. (Proc. of the All-Union conf. “Kurs-4). Riga, 1986, pp. 17–19.*
17. **Aparsin A.S., Trishechkin A.M.** Modeling of power system development on the base of integral descriptions. — EPRI-SEI Joint seminar of methods for solving the problems on energy power systems development and control. — Beijing (China), 1991, pp. 133–143.
18. **Ivanov D.V., Karaulova I.V., Markova E.V., Trufanov V.V., Khamisov O.V.** *Avtomatika i telemekhanika – in Russ. (Automatics and telecontrol)*, 2004, No. 3, pp. 125–136.
19. **Aparsin A.S., Karaulova I.V., Markova E.V., Trufanov V.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2005, No. 10, pp. 69–75.
20. **Karaulova I.V., Markova E.V.** *Avtomatika i telemekhanika – in Russ. (Automatics and telecontrol)*, 2008, No. 4, pp. 101–108.
21. **Markova E.V., Sidler I.V., Trufanov V.V.** *Avtomatika i telemekhanika – in Russ. (Automatics and telecontrol)*, 2011, No. 7, pp. 20–28.
22. **Markova E.V., Sidler I.V., Trufanov V.V.** Integral models of developing electric power systems. — International Journal of Energy Optimization and Engineering, 2013, vol. 2, iss. 4, pp. 44–58.
23. **Aparsin A.S., Sidler I.V.** *Avtomatika i telemekhanika – in Russ. (Automatics and telecontrol)*, 2013, No. 6, pp. 3–16.
24. **Aparsin A.S., Sidler I.V.** *Elektronnoye modelirovaniye – in Russ. (Electronic modeling)*, 2014, No. 4, pp. 81–88.
25. **Prezentatsiya k doklady... (Presentation for the report...).** *Minenergo RF*, 2012: [http://minenergo.gov.ru/press/doklady\(11.12.2012\)](http://minenergo.gov.ru/press/doklady(11.12.2012))
26. **Aparsin A.S., Markova E.V., Sidler I.V., Trufanov V.V.** *Vestnik Tambovskogo universiteta. Ser. Estestvennyye i tekhnicheskkiye nauki – in Russ. (Bulletin of the Tambov University. Ser. Natural and technical sciences)*, 2015, iss. 5, pp. 1006–1009.