

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ РОСТА НЕРАВНОМЕРНОСТИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

© 2017

Е.М. Лисин, кандидат экономических наук,

доцент кафедры «Экономика в энергетике и промышленности»

П.Г. Жовтяк, аспирант кафедры «Инновационные технологии наукоемких отраслей»

Г.Н. Курдюкова, кандидат технических наук,

заведующий кафедрой «Экономика в энергетике и промышленности»

Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Москва (Россия)

Ю.А. Анисимова, кандидат экономических наук,

доцент кафедры «Финансы и кредит»

Тольяттинский государственный университет, Тольятти (Россия)

Ключевые слова: энергетическая система; комбинированное производство энергетической продукции; неравномерность энергопотребления; оптимизация производственной структуры электростанции.

Аннотация: Одной из современных проблем энергетических систем стран с постиндустриальной экономикой является обеспечение их устойчивого развития в условиях роста неравномерности энергопотребления, обусловленное снижением роли промышленности в структуре спроса на энергетическую продукцию. В России данная проблема усложняется тем, что значительная доля выработки энергетической продукции комбинированного производства отличается низкой маневренностью и отсюда слабо приспособленной к функционированию в условиях суточного колебания спроса на электроэнергию.

В статье решается задача повышения экономической устойчивости энергосистемы путем оптимизации производственной структуры теплофикационных электростанций и предлагается комбинаторный алгоритм, позволяющий составить план структурно-технологической модернизации состава энергооборудования с учетом прогноза роста неравномерности потребления электроэнергии. Для решения поставленной задачи проводится анализ изменения структуры спроса на продукцию комбинированного производства и дальнейшего влияния на эффективность производства энергетической системы. В ходе анализа было выявлено, что структурные изменения спроса на энергетическую продукцию привели к росту неравномерного потребления в течение суток. В результате приводит к неэффективному использованию теплофикационных агрегатов энергосистемы. Полученные результаты обусловили необходимость разработки подхода к оптимизации производственной структуры энергосистемы регионов. При оптимизации производственной структуры был выбран критерий оптимальности – коэффициент использования производственной мощности энергетического оборудования. С помощью критерия эффективности проведена оценка суточного потребления энергетической продукции по типу используемого теплофикационных агрегатов. На основе результатов оценки составлен алгоритм оптимизации генерации энергетической продукции, в котором реализованы принципы динамического программирования.

Для обоснования конечных результатов исследования авторы обращают внимание на применение предложенного подхода при составлении инвестиционных программ, которые обеспечат эффективный уровень загрузки производственных мощностей.

ВВЕДЕНИЕ

Современная Россия характеризуется развитым энергетическим комплексом, значительная часть инфраструктуры которого была унаследована от СССР. Одной из самых значимых является энергетическая отрасль, основой которой являются теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ), осуществляющие одновременную выработку тепловой и электрической энергии для потребностей населения и промышленности [1; 2].

В единой энергосистеме России более половины энергетической продукции (электроэнергии и тепла) производится совместно в комбинированном цикле на теплофикационных электростанциях, что позволяет обеспечить экономию топлива для региональных потребителей на 20–30 % [2]. Вместе с тем в энергетической стратегии России отмечается необходимость повышения экономической устойчивости энергосистем [3; 4].

В то же время в условиях рыночной модели электроэнергетики, в частности оптового энергорынка, и роста неравномерности энергопотребления данный вид генерации сталкивается со значительными проблемами со-

хранения конкурентоспособности в сравнении с раздельным производством и индивидуальным теплоснабжением потребителей [5; 6].

Сложившаяся ситуация связана со множеством причин, ключевой из которых является низкая маневренность ТЭЦ, заключающаяся в отсутствии технической возможности снизить выработку электроэнергии при сохранении постоянного уровня тепловой нагрузки. Это приводит к снижению цены на рынке электроэнергии в ночные часы (часто до нулевой отметки). В этот период выработка тепла значительна, но при этом достаточно низкий спрос на электроэнергию. В большинстве случаев ТЭЦ не могут выполнить команду системного оператора и отреагировать на неравномерность электропотребления, что не позволяет им участвовать в различных конкурентных секторах торговли электроэнергией. Вытесняемые с энергорынка генерирующие компании трансформируются в крупные котельные. В результате все преимущества от комбинированного производства энергетической продукции и централизованного теплоснабжения потребителей теряются.

Распространение рыночной модели функционирования электроэнергетики и продолжающийся рост неравномерности потребления электроэнергии усугубляет вышеописанную проблему, что существенно влияет на энергетическую и экономическую эффективности и устойчивость развития как единой энергосистемы страны, так и региональных систем энергоснабжения.

В связи с этим становится актуальным рассмотрение возможных путей повышения экономической устойчивости энергосистемы в условиях объективных тенденций изменения условий функционирования энергетики.

Цель исследования – оптимизация производственной структуры теплофикационных электростанций, позволяющей им адаптироваться к изменениям внешне-го окружения.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ СПРОСА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Развитие единой энергосистемы России, а также входящих в ее состав объединенных региональных энергосистем во многом определяется современными тенденциями изменения структуры спроса на энергетическую продукцию. Так, переход к постиндустриальной экономике приводит к постепенному сокращению доли

энергоемкого промышленного производства. Это же касается и энергоемкости выпускаемой продукции, которая снижается за счет реализации энергосберегающих программ и внедрения энергоэффективных технологий производства.

Вместе с тем доля бытовых потребителей становится больше. Это обусловлено ростом городского населения и повышением энергопотребления на душу населения за счет увеличения числа бытовых приборов, потребляющих электроэнергию [7]. Данная тенденция представлена на рис. 1.

Изменение структуры спроса на энергетическую продукцию и увеличение доли в энергопотреблении бытового потребителя привели к росту неравномерности и непредсказуемости потребности в электрической и тепловой энергии. Проведенный статистический анализ данных ЕЭС России по дневному энергопотреблению демонстрирует положительную динамику, отражающую рост отклонения спроса на электроэнергию от средней величины (см. рис. 2). Коэффициент роста неравномерности энергопотребления за рассмотренные два года составил более 2,4 % по энергосистеме.

Сложившаяся ситуация в отрасли усугубляется тем, что если в случае промышленного потребителя в среднем по энергосистеме существует возможность управления спросом путем стимулирования работы предприятия

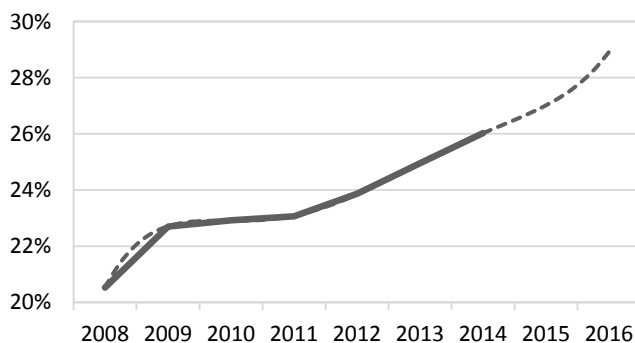


Рис. 1. Относительный показатель координации энергопотребления населения и промышленности [7]

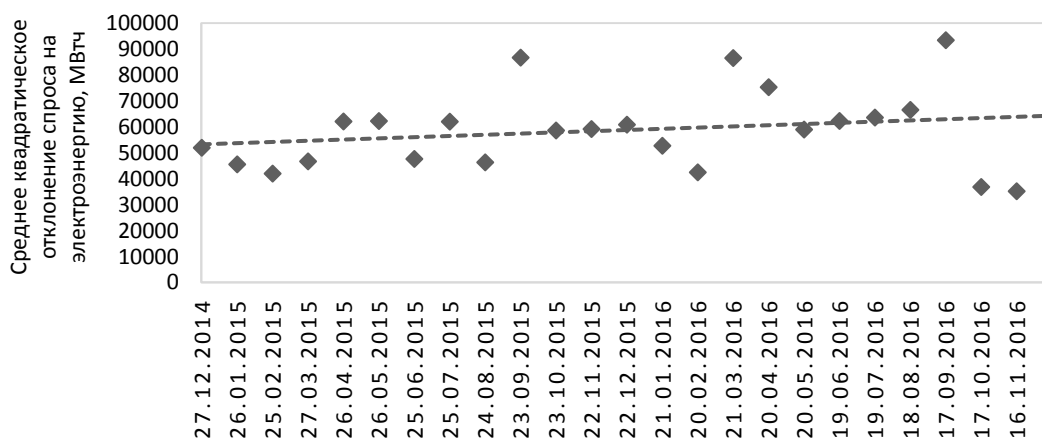


Рис. 2. Динамика среднего отклонения спроса на электроэнергию от средней величины

в несколько смен и, таким образом, выравнивания во времени потребления энергетической продукции, то для бытового потребителя данная возможность отсутствует, поскольку распределение во времени потребления человеком энергоресурсов обусловлено его социальными биологическими ритмами, слабо поддающимися регулированию. Данное обстоятельство оказывает сильное влияние на производственную эффективность энергосистемы [8; 9].

Производственная эффективность региональной энергосистемы характеризуется экономическими показателями функционирования ее производственных мощностей. В большинстве регионов России производственные мощности в основном представлены генерирующим производством, вырабатывающим энергетическую продукцию (электроэнергию и тепло) в совместном производственном цикле. Данное комбинированное производство осуществляется на ТЭЦ.

Так как на ТЭЦ электроэнергия и тепло выпускаются в едином технологическом процессе, то отдельно регулировать отпуск этих двух ресурсов не представляется возможным [10; 11]. Вместе с тем тепловая и электрическая энергия – два совершенно разных продукта, предполагающих различные способы распределения и потребления. Как следствие, они формируют два от-

дельных рынков, на каждом из которых спрос формируется самостоятельно. Однако технология комбинированного производства не позволяет регулировать отпуск одного из видов энергетической продукции до полного удовлетворения спроса на него, не оказывая при этом влияния на отпуск другого вида.

Следует отметить, что в условиях роста неравномерности энергопотребления используемые на ТЭЦ теплофикационные агрегаты не способны постоянно работать в номинальном режиме, что значительно снижает эффект от экономии топлива при комбинированном производстве энергетической продукции и производственную эффективность теплофикационной электростанции в целом [12; 13]. На рис. 3 и 4 представлены полученные зависимости, отражающие изменение удельного расхода топлива от загрузки теплофикационных агрегатов (Т-50-130 и Т-250-240) с учетом переноса затрат на производство тепловой или электрической энергии.

Рост неравномерности энергопотребления приводит к неполной загрузке наименее маневренных теплофикационных агрегатов и росту себестоимости производства тепловой и электрической энергии и, как следствие, снижению конкурентоспособности ТЭЦ. В данных условиях для повышения гибкости производства энергетической продукции с целью сохранения устойчивого

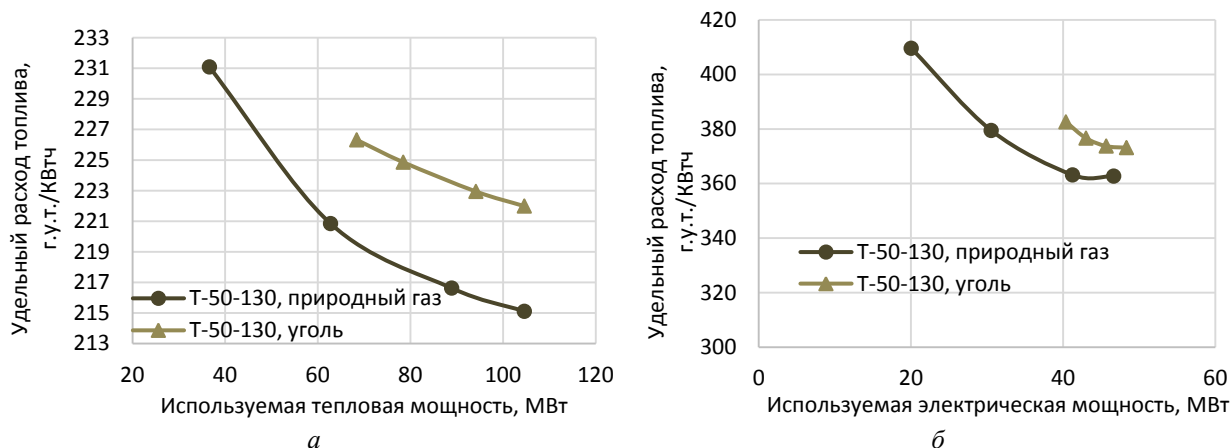


Рис. 3. Зависимости удельных расходов топлива от тепловой и электрической загрузки теплофикационного агрегата Т-50-130

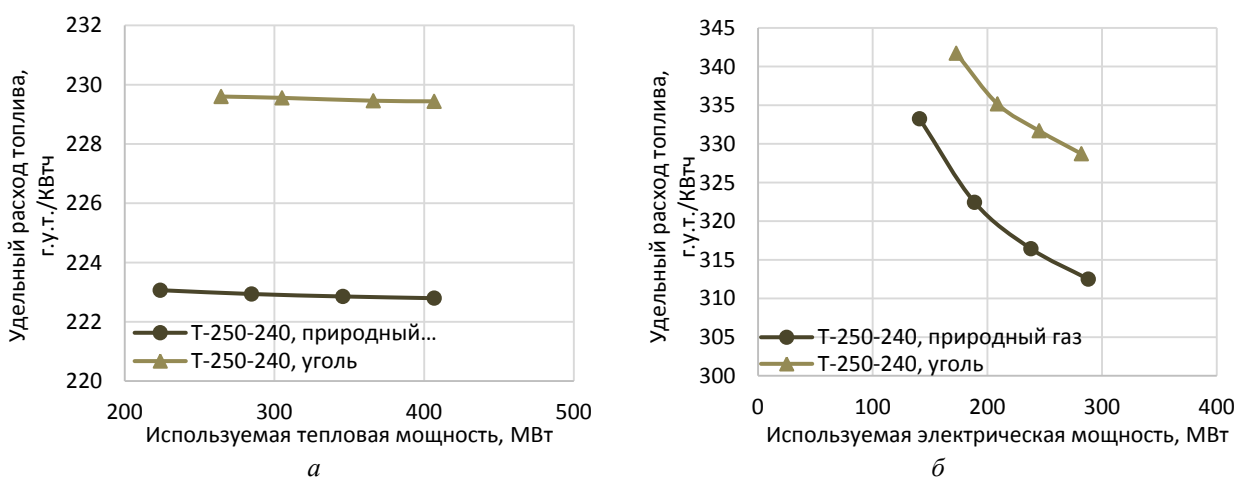


Рис. 4. Зависимости удельных расходов топлива от тепловой и электрической загрузки теплофикационного агрегата Т-250-240

положения на оптовом энергорынке территориальные генерирующие компании переходят от комбинированной к отдельной выработке энергетической продукции. Происходит реструктуризация тепловых источников региона, когда тепловая нагрузка местных котельных переносится на ТЭЦ, при этом выработка электроэнергии на станции снижается [14; 15]. На рис. 5 и 6 приведены результаты анализа изменения объемов производства электроэнергии для ТЭЦ, находящихся под управлением территориальной генерирующей компании ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго»).

Проведенный анализ 88 крупных ТЭЦ, размещенных в различных климатических зонах страны, выявил рост дифференциации состава энергетического оборудования. Помимо традиционных теплофикационных энергоустановок на ТЭЦ размещаются газотурбинные и парогазовые энергоблоки, задачей которых является повышение гибкости и эффективности производства энергетической продукции в условиях роста неравномерности спроса. В результате происходит изменение производственной структуры региональной энергосистемы, что приводит к необходимости решения задачи оптимизации состава энергетического оборудования для обеспечения экономической устойчивости энергосистемы в средне- и долгосрочном периоде.

РАЗРАБОТКА ПОДХОДА К ОПТИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Нарушение принципа единства типов энергоустановок на теплофикационной электростанции, вызванное изменением структуры энергопотребления, приводит к необходимости оптимизации оборудования на ТЭЦ и, соответственно, определения критерия эффективности.

В качестве критерия эффективности производственной структуры выберем коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) энергетического оборудования, отражающий его загруженность в течение года. Чем выше его значение, тем лучше производственная структура адаптирована к колебаниям уровня спроса на энергетическую продукцию и тем больше

часов в году энергоагрегаты работают в номинальном экономичном режиме [12; 17; 18].

Суточное энергопотребление во многом зависит от температуры окружающей среды (климатического сезона), а также типа дня календарной недели (рабочий, выходной). Для решения оптимизационной задачи нужно статистически выделить типовые дни энергопотребления и провести стратификацию графика суточной нагрузки. Пример разбиения графика нагрузки по типу используемого энергооборудования приведен на рис. 7. Согласно данным, приведенным на рис. 7, в часы пика электрической нагрузки применяются маневренные газотурбинные установки (ГТУ). В часы базовой нагрузки работает теплофикационное оборудование (Т), осуществляющее производство электроэнергии в экономичном комбинированном режиме, непокрытый спрос на электроэнергию обеспечивается за счет конденсационных энергоагрегатов (К).

Для выбора состава оборудования теплофикационной электростанции необходимо составить и провести анализ различных выборок энергоустановок, позволяющих обеспечить заданный почасовой спрос. Данная задача является комбинаторной и решается методами динамического программирования.

С целью повышения эффективности получаемых решений было предложено проранжировать энергоустановки по уровню мощности и покрывать суточный график нагрузки в начале установками с наиболее высокой единичной мощностью. Это позволит обеспечить работу наиболее производительных энергоблоков в режимах номинальной загрузки, таким образом, минимизировав удельные топливные затраты. На рис. 8 представлен алгоритм оптимизации состава генерирующего оборудования при заданном суточном спросе на электроэнергию.

Представленный алгоритм решения комбинаторной задачи реализует принципы динамического программирования, заключающиеся в пошаговой оптимизации и последовательном приближении к наилучшей выборке генерирующего оборудования с позиции коэффициента использования установленной мощности. Здесь n – объем выборки установок заданного типа;

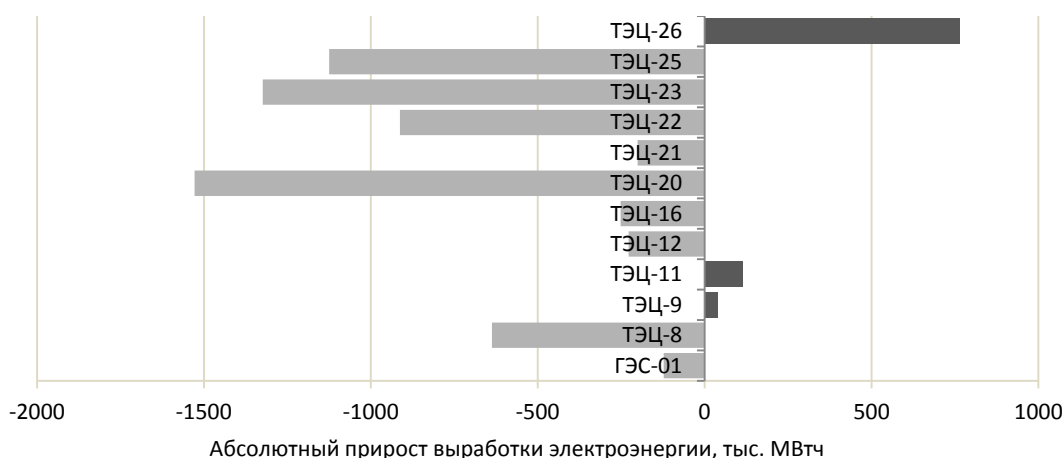


Рис. 5. Анализ прироста выработки электроэнергии на 2015 год по отношению к 2010 году для ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго») [16]

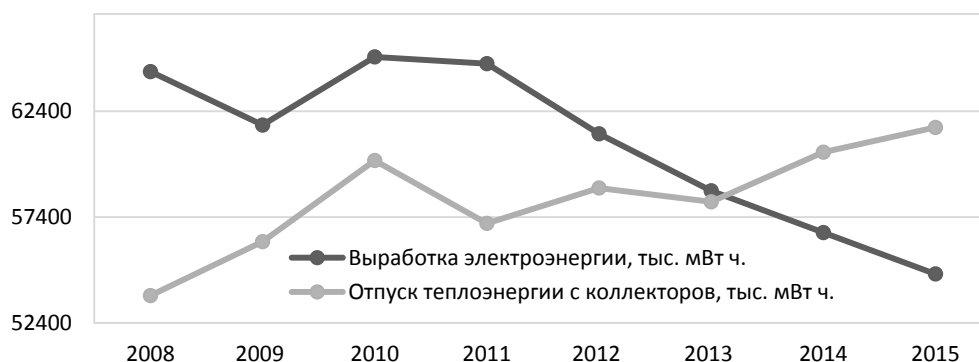


Рис. 6. Анализ динамики выработки энергетической продукции ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго») [16]

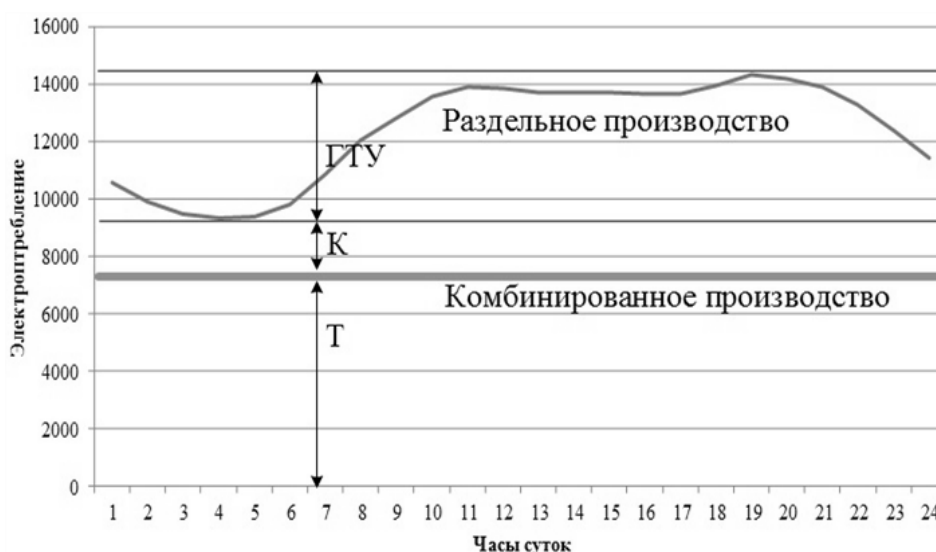


Рис. 7. Разбиение графика нагрузки по типу основного используемого энергооборудования

N_h – нагрузка в определенный час типовых суток;
 L_{max} – установка заданного типа максимальной мощности;
 L_{min} – установка заданного типа минимальной мощности;
 $L_{уст}$ – установленная мощность установки заданного типа;
 n' – число загруженных установок выбранного типа и мощности.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Производственные мощности региональных энергосистем в основном представлены активами территориальных генерирующих компаний. Одним из таких предприятий является ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго»), обеспечивающая энергетической продукцией потребителей Московского региона (поставляет потребителям порядка 60 % электрической и 43 % тепловой энергии) [16; 19]. На сегодняшний день производственные активы компании представлены 15 тепловыми электрическими станциями. Также с 2013 года реализуется программа передачи в управление ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго») городских котельных. Общая электрическая мощность составляет 12,3 ГВт, тепловая мощность – 40,7 ГВт. Генерация энергии производится преимущественно на природном газе.

По данным годовых отчетов [19], в период с 2011 по 2015 год коэффициент использования установленной мощности теплофикационных электростанций ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго») стабильно снижался и в 2015 году достиг показателя 0,48 (против 0,6 в 2011 году) для электрической нагрузки и 0,14 (против 0,31 в 2011 году) по тепловым нагрузкам (см. рис. 9).

Производственные мощности ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго») представлены: 1) теплофикационным оборудованием для комбинированного производства энергетической продукции (49 агрегатов); 2) конденсационным оборудованием для производства электроэнергии в номинальном режиме (43 агрегата); 3) газотурбинными установками для покрытия неравномерности энергопотребления (136 агрегатов).

Для прогнозных значений энергопотребления региона до 2025 года был применен алгоритм оптимизации состава генерирующего оборудования. Результаты моделирования показали, что при увеличении неравномерности энергопотребления на 0,8 % в год предприятию необходимо увеличивать долю газотурбинных установок в составе генерирующего оборудования на 0,26 % для обеспечения текущих значений коэффициента использования установленной мощности в условиях

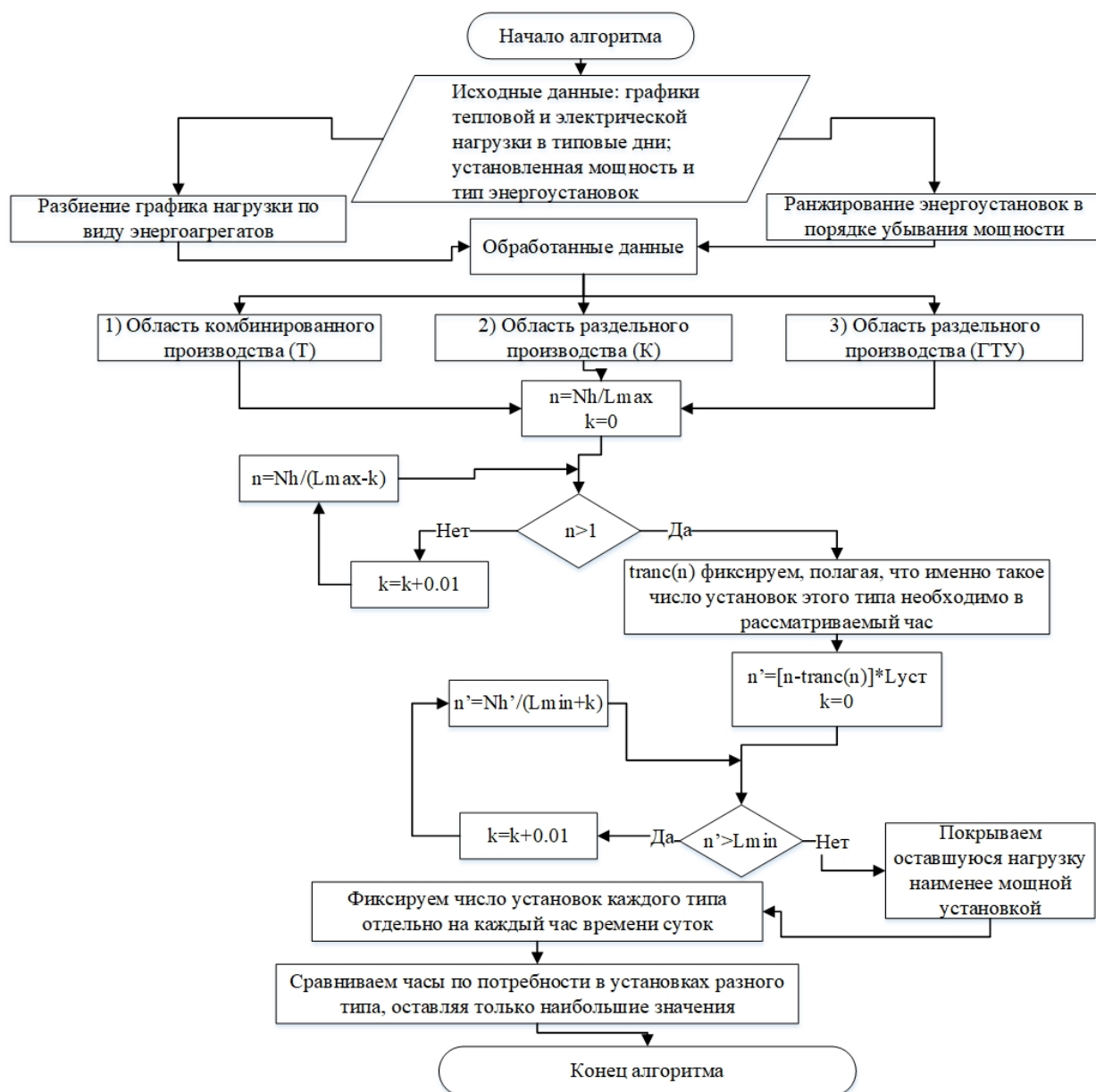


Рис. 8. Алгоритм оптимизации состава генерирующего оборудования

продолжающегося роста спроса на электроэнергию. Это говорит о том, что для обеспечения устойчивости региональной энергосистемы необходимо постепенно оптимизировать ее производственную структуру в сторону повышения числа маневренных газотурбинных установок.

Применение предложенного подхода к оптимизации структуры производственных мощностей при составлении инвестиционных программ приведет к увеличению степени загрузки генерирующего оборудования территориальной генерирующей компании, а значит, обеспечит рост ее выручки, и, что самое главное, повысит экономичность и устойчивость региональной энергосистемы [20; 21].

ВЫВОДЫ

Повышение экономической устойчивости региональных энергетических систем в условиях роста неравномерности энергопотребления применительно к России во

многом связано с решением проблемы обеспечения необходимого уровня маневренности теплофикационных электростанций, осуществляющих экономичное комбинированное производство энергетической продукции. Уровень маневренности электростанции определяется структурой производственного оборудования, обеспечивающего экономичную работу станции в широком диапазоне нагрузок, определяемых спросом на энергетическую продукцию потребителей.

Изменение структуры энергопотребления и увеличение доли в потреблении населения привело к росту дифференциации состава энергетического оборудования. Помимо традиционных теплофикационных энергоустановок, предназначенных для совместного производства энергетической продукции, на ТЭЦ размещаются газотурбинные и парогазовые энергоблоки, задачей которых является повышение гибкости и эффективности функционирования электростанции, в том числе при раздельном производстве тепла и электроэнергии.

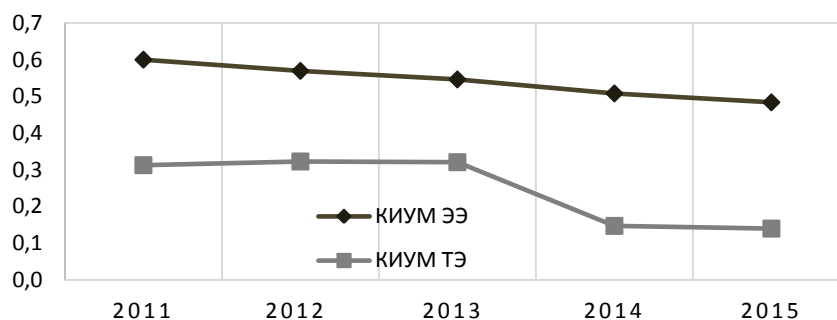


Рис. 9. Динамика использования установленной мощности ТГК-3 (ПАО «Мосэнерго») [16]

Нарушение принципа единства типов энергоустановок на теплофикационной электростанции приводит к необходимости оптимизации состава оборудования ТЭЦ и разработки критерия эффективности. Данная проблема усложняется тем, что при оптимизации необходимо учитывать рост неравномерности энергопотребления. Для ее решения был предложен алгоритм, позволяющий рассмотреть оптимизацию структуры энергооборудования в виде комбинаторной задачи, для которой эффективно применение методов динамического программирования. В качестве критерия эффективности применялся коэффициент использования установленной мощности, отражающий загруженность энергооборудования в течение года. Чем выше его значение, тем лучше производственная структура адаптирована к колебаниям уровня спроса на энергетическую продукцию и больше часов в году энергоагрегаты работают в номинальном экономичном режиме.

Проведенные модельные исследования показали, что рассматриваемый подход к последовательной оптимизации состава энергооборудования позволяет обеспечить экономически эффективный уровень загрузки производственных мощностей территориальной генерирующей компании в условиях роста неравномерности энергопотребления, таким образом, создав условия для устойчивого развития региональной энергетической системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Массель Л.В., Пяткова Н.И., Массель А.Г. Адаптация методов ситуационного управления для решения задач оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2016. № 1. С. 28–38.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года // Минэнерго России. URL: energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf.
3. Громов А.И. Концепция энергетической стратегии России на период до 2050 года // Энергетическая политика. 2014. № 2. С. 37–43.
4. Лисин Е.М., Киндра В.О., Маришкина Ю.С., Анисимова Ю.А. Разработка и экономический анализ решений по организации комбинированного производства энергетических продуктов в условиях децентрализации электроэнергетики // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. 2017. № 2. С. 79–84.
5. Лисин Е.М., Степанова Т.М., Жовтяк П.Г. Исследование влияния методов распределения затрат на конкурентоспособность ТЭЦ на энергетических рынках // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. 2016. № 6. С. 148–158.
6. Шульга А.С., Затонский А.В. Прогнозирование динамики потребления электроэнергии в России на основе линейной многофакторной модели // Молодая наука. 2016. № 3. С. 15–18.
7. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Боруш О.В., Зыков С.В. Оптимизация режимов работы энергоблоков ТЭЦ // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2014. № 3. С. 54–60.
8. Гринь Е.А., Котельников В.В., Бочкарев В.И. Надёжность и безопасность тепловых электростанций. Особенности современного этапа // Электрические станции. 2016. № 7. С. 2–12.
9. Чучуева И.А. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2016. № 2. С. 135–165.
10. Кузьмина Е.И., Шипунова В.В. Оценка финансового состояния АО «Кузнецкая ТЭЦ» // Интеллектуальный и научный потенциал XXI века. Волгоград: ОМЕГА САЙНС, 2017. С. 117–121.
11. Лисин Е.М., Комаров И.И., Курдюкова Г.Н., Сухарева Е.В. Совершенствование методики технико-экономического обоснования выбора основного энергетического оборудования для газотурбинной электростанции // Экономика и предпринимательство. 2015. № 8-1. С. 716–722.
12. Чучуева И.А., Инкина Н.Е. Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности России // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2015. № 8. С. 195–238.
13. Фахразиев И.З., Зацаринная Ю.Н. Экономические и технологические преимущества использования газотурбинных установок на ТЭС // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т. 16. № 3. С. 291–292.
14. Лисин Е.М., Жовтяк П.Г., Балахонов С.Ю., Скоблянова М.В. Исследование направлений развития региональных систем теплоснабжения в условиях объединения энергетических рынков Евразийского

- экономического союза // Экономика и предпринимательство. 2017. № 6. С. 912–924.
15. Бужинский В.В., Чепурной М.Н., Рейсиг В.А., Кривуца В.А. Теплофикационные когенерационные установки на базе ГТУ // Промышленная теплотехника. 2002. № 6. С. 47–50.
 16. Годовые отчеты ПАО «Мосэнерго» // Мосэнерго. URL: mosenergo.ru/investors/reports/yearly-reports/.
 17. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2014. № 2. С. 71–80.
 18. Крупнейшие генерирующие компании // Министерство энергетики РФ. URL: minenergo.gov.ru/node/4846
 19. Веселов Ф.В., Соляник А.И. О механизмах реализации стратегии обновления теплоэнергетики // Энергорынок. 2017. № 3. С. 15–22.
 20. Попов А.С. Модель регионального развития энергоэкономики // Успехи современной науки. 2016. Т. 4. № 10. С. 66–69.
 21. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба // Портал по тригенерации, когенерации и мини-ТЭЦ. URL: combienergy.ru/stat/895-Kotelnizaciya-Rossii-beda-nacionalnogo-masshtaba-chast-5.
- REFERENCES**
1. Massel L.V., Pyatkova N.I., Massel A.G. Adapting contingency management methods to address threat impact assessment on the state of energy security. *Informatsionnye i matematicheskie tekhnologii v nauke i upravlenii*, 2016, no. 1, pp. 28–38.
 2. Energy Strategy of Russia for the period up to 2035. *Minenergo Rossii*. URL: energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf.
 3. Gromov A.I. The concept of energy strategy of Russian federation to the year 2050. *Energeticheskaya politika*, 2014, no. 2, pp. 37–43.
 4. Lisin E.M., Kindra V.O., Marishkina Yu.S., Anisimova Yu.A. The development and economic analysis of the solutions for combined production of energy products in the conditions of power engineering decentralization. *Vektor nauki Tolyattinskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Ekonomika i upravlenie*, 2017, no. 2, pp. 79–84.
 5. Lisin E.M., Stepanova T.M., Zhovtyak P.G. Investigation of the effect of cost allocation methods on the competitiveness of CHP plants in energy markets. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo politekhnicheskogo universiteta. Ekonomicheskie nauki*, 2016, no. 6, pp. 148–158.
 6. Shulga A.S., Zatonkiy A.V. Forecasting of the dynamics of electricity consumption in Russia on the basis of linear mathematical model. *Molodaya nauka*, 2016, no. 3, pp. 15–18.
 7. Shchinnikov P.A., Nozdrenko G.V., Borush O.V., Zykov S.V. Optimization operating mode of chpp units. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika*, 2014, no. 3, pp. 54–60.
 8. Grin E.A., Kotelnikov V.V., Bochkarev V.I. Reliability and safety of thermal power plants. Features of the present stage. *Elektricheskie stantsii*, 2016, no. 7, pp. 2–12.
 9. Chuchueva I.A. The calculation methods of the specific fuel rate in combined heat and electricity production. *Nauka i obrazovanie: nauchnoe izdanie MGTU im. N.E. Baumana*, 2016, no. 2, pp. 135–165.
 10. Kuzmina E.I., Shipunova V.V. Assessment of the financial condition of JSC “Kuznetskaya TPS”. *Intellektualnyy i nauchnyy potentsial XXI veka*. Volgograd, OMEGA SAYNS Publ., 2017, pp. 117–121.
 11. Lisin E.M., Komarov I.I., Kurdyukova G.N., Sukhareva E.V. Improving methods of the feasibility study of choice of main power equipment for gas turbine power plant. *Ekonomika i predprinimatelstvo*, 2015, no. 8-1, pp. 716–722.
 12. Chuchueva I.A., Inkina N.E. Optimization of combine heat and power plants in the Russian wholesale power market conditions. *Nauka i obrazovanie: nauchnoe izdanie MGTU im. N.E. Baumana*, 2015, no. 8, pp. 195–238.
 13. Fakhraiev I.Z., Zatsarinnaya Yu.N. Economic and technological advantages of use of gas turbine plants at the thermal power station. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2013, vol. 16, no. 3, pp. 291–292.
 14. Lisin E.M., Zhovtyak P.G., Balakhonov S.Yu., Skoblyanova M.V. Analysis of lines of development of regional heat supply systems subject to union of energy markets of Eurasian Economic Union. *Ekonomika i predprinimatelstvo*, 2017, no. 6, pp. 912–924.
 15. Buzhinskiy V.V., Chepurnoy M.N., Reysig V.A., Krivutsa V.A. Heating cogeneration units based on GTP. *Promyshlennaya teplotekhnika*, 2002, no. 6, pp. 47–50.
 16. Annual reports of PJSC “Mosenergo”. *Mosenergo*. URL: mosenergo.ru/investors/reports/yearly-reports/.
 17. Kler A.M., Maksimov A.S., Chalbyshchev A.V., Stepanova E.L. Optimization of cogeneration plant operation for maximization of profit in balancing electricity market. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika*, 2014, no. 2, pp. 71–80.
 18. Largest generation companies. *Ministerstvo energetiki RF*. URL: minenergo.gov.ru/node/4846.
 19. Veselov F.V., Solyanik A.I. On the mechanisms for implementation of the renewal strategy for heat and power engineering. *Energorynok*, 2017, no. 3, pp. 15–22.
 20. Popov A.S. The model of regional development of energy-economics. *Uspekhi sovremennoy nauki*, 2016, vol. 4, no. 10, pp. 66–69.
 21. Bogdanov A.B. Boilerhouses in Russia as a national disaster. *Portal po trigeneratsii, kogeneratsii i mini-TETs*. URL: combienergy.ru/stat/895-Kotelnizaciya-Rossii-beda-nacionalnogo-masshtaba-chast-5.

**INCREASING ECONOMIC SUSTAINABILITY OF THE REGIONAL ENERGY SYSTEMS
IN THE CONDITIONS OF GROWTH OF IRREGULAR ENERGY CONSUMPTION**

© 2017

E.M. Lisin, PhD (Economics), assistant professor of Chair “Economics in Power Engineering and Industry”

P.G. Zhovtyak, postgraduate student of Chair “Economics in Power Engineering and Industry”

G.N. Kurdiukova, PhD (Engineering), Head of Chair “Economics in Power Engineering and Industry”

National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow (Russia)

Yu.A. Anisimova, PhD (Economics), assistant professor of Chair “Finance and Credit”

Togliatti State University, Togliatti (Russia)

Keywords: energy system; combined heat and power production; irregularity of energy consumption; optimization of a power plant production structure.

Abstract: One of the modern problems of the energy systems of countries with a post-industrial economy is to ensure their sustainable development in the face of growing uneven energy consumption, which is caused by a decrease in the role of industry in the structure of demand for energy products. In Russia, this problem is exacerbated by a significant share of the combined production of energy products, characterized by low maneuverability and hence is poorly adapted to operating under daily fluctuations in demand for electricity.

This paper considers the problem of increasing the stability of the energy system by optimizing the production structure of thermal power plants and proposes a combinatorial algorithm that allows to draw up a plan for structural and technological modernization of the composition of power equipment taking into account the forecast of growth of uneven electricity consumption. To solve this problem, the authors analyze the change in the structure of demand for combined-production products and its further effect on the efficiency of production of the energy system. The analysis has revealed that structural changes in the demand for energy products lead to the increase in uneven daily consumption. As a result, it leads to inefficient use of the heat-generating aggregates of the power system. The results of the study reveal the necessity to develop an approach to optimize the production structure of the energy system of the regions. When optimizing the production structure, the optimality criterion was used – the utilization factor of power equipment production capacity. With the application of the efficiency criterion, the daily consumption of energy production was estimated based on the type of the heating units used. Based on the evaluation results, an algorithm for optimizing the generation of energy products is compiled; through this algorithm, the principles of dynamic programming are realized.

To support the final results of the study, the authors draw attention to the application of the proposed approach in the preparation of investment programs that will ensure an effective level of capacity utilization.