

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



УДК 621.311(075.8)
Э 455

Коллектив авторов:

*А.Г. Русина, Т.А. Филиппова,
А.Ю. Арестова, Н.А. Корнеева,
А.В. Николаев*

Под общей редакцией д-ра техн. наук, проф. *А.Г. Русиной*

Рецензенты:

канд. техн. наук, доц. *А.В. Лыкин*
канд. техн. наук, доц. *С.В. Митрофанов*

Работа подготовлена на кафедрах АЭЭС, ПМиЭЭ и ЭлСт

Э 455 **Электроэнергетические системы и управление ими: учебное пособие** / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова, А.Ю. Арестова, Н.А. Корнеева, А.В. Николаев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 74 с.

ISBN 978-5-7782-3703-2

Энергетические балансы мощности и выработки электроэнергии играют большую роль в управлении режимами электроэнергетических систем. Такие балансы необходимо составлять на всех стадиях планирования режимов. В настоящем пособии рассмотрено только оперативное планирование (на сутки вперед), которое лежит в основе работы электрических станций, электрических сетей и обеспечения потребителей электроэнергией. Учебное пособие дает алгоритм решения задачи планирования от прогнозирования графика нагрузки до принятия решений по управлению режимом при влиянии случайных факторов. Для более полного усвоения темы и закрепления знаний студенты выполняют расчетно-графическую работу «Составление балансов мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе». В связи с этим в тексте даны теоретические пояснения и методика расчетов оперативных балансов для энергосистемы с разными типами электростанций.

УДК 621.311(075.8)

ISBN 978-5-7782-3703-2

© Коллектив авторов, 2018
© Новосибирский государственный
технический университет, 2018

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Оперативное прогнозирование графиков нагрузки и электропотребления электроэнергетической системы.....	5
1.1. Основы прогнозирования.....	5
1.2. Составление конфигурации графика нагрузки на прогнозный день	10
1.3. Внесение поправок к прогнозу ГН, полученному по ретроспективной информации.....	11
1.4. Анализ полученного прогнозного графика нагрузки.....	14
1.5. Прогнозирование потерь электроэнергии.....	18
2. Планирование оперативного баланса мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе	27
2.1. Расчет балансов мощности и выработки электроэнергии	28
2.2. Эксплуатационные свойства станций	31
2.3. Оценка состояния баланса мощностей в ЭЭС.....	35
2.4. Использование ГЭС в балансах мощности системы	38
2.5. Ожидаемый баланс мощности ЭЭС на предстоящие сутки.....	46
2.6. Ожидаемый баланс электроэнергии.....	49
2.7. Плановые графики мощностей и выработка электроэнергии на электростанциях	51
3. Оптимизация режимов ЭЭС.....	53
3.1. Оптимальное распределение графика нагрузки между станциями системы.....	53
4. Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами станции методом динамического программирования	57
5. Управление режимами ЭЭС	61
6. Заключение по РГР	62
Приложение 1. Исходные данные	63
Приложение 2. Прогнозирование потерь электроэнергии.....	67
Приложение 3. Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами станции методом динамического программирования.....	72
Библиографический список	73

ВВЕДЕНИЕ

В учебном пособии рассмотрена практическая задача оперативного планирования режима электроэнергетической системы (ЭЭС) и электростанций с периодом упреждения на сутки. Это повседневная задача для энергосистем, и от ее реализации зависят многие технические, экономические и коммерческие решения по управлению режимами. Более полный теоретический материал изложен в учебнике [2, 8], в монографии [3] и в электронном учебно-методическом комплексе [1].

В рамках учебного пособия даются пояснения к выполнению расчетно-графической работы «Составление балансов мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе».

Оперативное планирование режимов ЭЭС включает в себя несколько этапов.

1. Прогнозирование графика нагрузки (ГН) и электропотребления (Э).

2. Оценка доли участия электрических станций в энергетических балансах ЭЭС.

3. Планирование баланса мощности системы.

4. Определение объема выработки электроэнергии в ЭЭС.

5. Определение ГН станций, участвующих в энергетическом балансе ЭЭС.

6. Оптимизация распределения нагрузки между станциями в ЭЭС.

7. Управление электрическим режимом ЭЭС с учетом влияния на баланс мощности случайных факторов.

В целом материал позволит читателю:

- понять смысл и содержание задач управления энергетическими режимами;

- определить основные пути управления режимами в технических и коммерческих целях;

- оценить важность режимных задач при функционировании электроэнергетических систем.

Главная цель учебного пособия – дать в доступной для студентов форме практическое содержание и принципы решения основных энергетических задач по энергоснабжению потребителей в современных условиях функционирования энергетики.

1. ОПЕРАТИВНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1.1. ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

План и прогноз – это взаимосвязанные и взаимозависимые задачи [3]. При планировании режимов электроэнергетической системы можно выделить два вида прогнозов: основные и дополнительные. Основные прогнозы – это ожидаемые требования потребителей в электроэнергии и возможности станций ЭЭС в их обеспечении. Известно, что производство и потребление электроэнергии на электронном уровне совпадает по времени, хранение электроэнергии в промышленных масштабах невозможно, а процесс потребления, в свою очередь, зависит от множества случайных факторов. Тенденция изменения каждого из таких факторов подразумевает необходимость дополнительного прогноза.

Для решения задач прогнозирования могут быть использованы формальные математические модели, эвристические модели, а также их комбинация. Богатейшие возможности вычислительных систем и компьютерных технологий позволяют получить достаточно достоверные прогнозы для практических задач. Но без корректировки полученной модели лицом, принимающим решение, учесть влияние случайных факторов невозможно даже косвенно.

Существуют различные методы и модели прогнозирования графика нагрузки (ГН) ЭЭС [3]. Определить и учесть индивидуальные требования всех потребителей невозможно, поэтому часто определяют суммарные показатели по энергосистеме (далее рассмотрен прогноз ГН для региональной системы в целом, без разнесения по группам потребителей). Для разработки моделей необходимо располагать

достоверными данными. Наиболее доступной принято считать информацию из автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), в которой зафиксированы фактические мощности электростанций. Суммарная мощность станций включает нагрузку потребителей, потери в электрических сетях на передачу мощности от станций к потребителям и хищения. Суммарная мощность станций принимается за нагрузку ЭЭС и является исходными данными [1] для РГР при составлении прогноза ГН.

В рамках расчетно-графической работы студента рассматривается методика прогнозирования ГН, основанная на конструировании прогноза и состоящая из следующих этапов: прогноз среднесуточной мощности, прогноз конфигурации графика нагрузки, прогноз поправок (максимальная и минимальная мощность, температура, облачность).

Прогнозирование электропотребления. Электроэнергия – это интегральный показатель мощности для определенного периода времени с заданным интервалом дискретности исходной информации. Причем процессы изменения мощности и электроэнергии для одного и того же объекта идентичны. При выполнении РГР студент самостоятельно выбирает для анализа один из двух процессов. Ниже приведена последовательность расчетов для формирования математической модели прогноза по параметру «мощность» P_t с суточным упреждением. При этом использованы ретроспективные данные. **Дата прогноза соответствует дате рождения студента, выполняющего задание.** Если день выпал на выходной или праздник, то в качестве прогнозного дня необходимо принять ближайший рабочий день.

Последовательность расчетов

1. Определение периода ретроспективы. Любая энергосистема с точки зрения прогноза графика нагрузки имеет свои уникальные особенности. Поэтому перед формированием модели необходимо проанализировать информацию за достаточно большой период времени. В рамках РГР необходимо осуществить прогноз ГН Новосибирской энергосистемы, анализ данных которой показал, что для прогнозирования среднесуточной мощности достаточно иметь ретроспективные **данные за предшествующий календарный месяц.** При необходимости уточнения периода ретроспективы $T_{\text{ретро}}$ необходимо проанализировать динамику процесса и его свойства (нарастание, убывание,

периодический характер и др.). В пояснительной записке студент должен привести обоснование выбора $T_{\text{ретро}}$.

2. Выбор из базы данных, представленной в [1], статистической информации за период ретроспективы. Она представляет собой точные графики нагрузки с дискретностью в 1 ч.

3. Вычисление среднесуточной мощности $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}$ для каждого дня в периоде ретроспективы:

$$P_{\text{ср.сут}}^{\Phi} = \frac{\sum_{t=0}^{23} P_t}{24}, \quad (1.1)$$

где P_t – потребляемая мощность каждого часа.

4. Построение зависимости $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t)$ – фактической среднесуточной мощности за период ретроспективы (рис. 1.1, а). Поскольку значение среднесуточной мощности, умноженное на 24, будет соответствовать потребляемой в сутки электроэнергии (Э), приведенные ниже зависимости могут быть построены как в координатах $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t)$, так и в координатах Э(t). По оси абсцисс рекомендуется указывать только порядковый номер дня в периоде ретроспективы (рис. 1.1).

5. Исключение нетиповых точек (государственные праздники, выходные дни, а также нехарактерные дни – выбросы) (рис. 1.1, б). При обработке статистической информации главное значение имеет тенденция процесса во времени (возрастание, убывание). Необходимо также помнить, что данные последних дней периода ретроспективы более значимы для составления прогноза, чем начальные точки статистического ряда. Исключение последних пяти точек периода ретроспективы недопустимо. При анализе нетиповых дней **настоятельно рекомендуется** сохранять информацию об исключенных днях недели и дате. Пример зависимости $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t)$ приведен на рис. 1.1, б. При этом исключения из периода ретроспективы точки отсутствуют в графике.

6. Выполнение по оставшимся в периоде ретроспективы данным аппроксимации и составление математической модели процесса $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t)$. Рекомендуется использовать редактор электронных таблиц MS Excel. Однако студент вправе использовать любые инструменты анализа на свое

усмотрение. В качестве математической модели будем использовать возможности MS Excel по построению линий тренда. Необходимо рассмотреть несколько типов линий тренда. Например, полиномиальную и линейную (рис. 1.2). Впоследствии, оценив погрешности каждой из моделей, выбрать для прогнозирования наиболее точную.

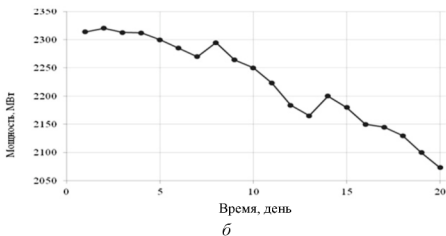
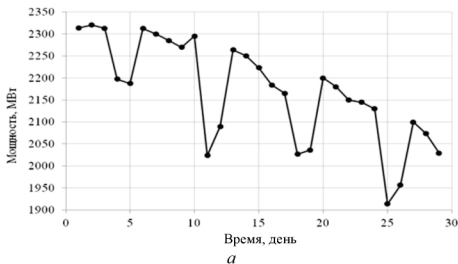


Рис. 1.1. Обработка зависимости $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t)$:

a – за полный период ретроспективы; \bar{b} – за вычетом выбросов и нетиповых дней

7. Оценка достоверности модели $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод.}}(t)$ по статистическим критериям. Например, по критерию детерминации R^2 (MS Excel позволяет вывести значение для подобранной линии тренда). Если $R^2 > 0,6$,

то можно считать модель достаточно достоверной. Исключением может стать выборка, для которой общий линейный тренд постоянен и параллелен оси абсцисс. При этом R^2 будет близок к нулю. Математическая модель и прогноз такого процесса будут соответствовать среднему значению за период ретроспективы.

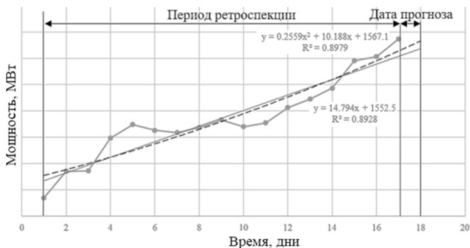


Рис. 1.2. Примеры подбора моделей процесса $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t)$ за период $T_{\text{ретро}}$ и их экстраполяция для прогноза

Если подобрать достоверную математическую модель невозможно, то необходимо перейти к эвристической модели «угадывания», которая основана на интуиции и опыте человека, выполняющего прогноз.

Далее необходимо оценить погрешности подобранных моделей. Для этого нужно сравнить $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t)$ с $P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t)$ и вычислить модуль относительных отклонений в каждой точке периода ретроспективы. При этом значения $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}$ для каждого дня в периоде ретроспективы можно получить из уравнения линии тренда, где x – номер дня. Среднее арифметическое значение таких отклонений по всем точкам покажет суммарную **погрешность модели**. Модель с наименьшей суммарной погрешностью следует принять за базовую модель для составления прогноза $P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}} = P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t + 1)$ и вычислить основные показатели погрешности модели (среднеквадратическое отклонение, максимальное отклонение и среднее по модулю за период).

8. Получение прогноза среднесуточной мощности $P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}}$ путем экстраполяции модели $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t+1)$ (рис. 1.2), т. е. вычисление по уравнению линии тренда значения среднесуточной мощности на прогнозный день.

В обучающих целях исходные данные содержат все дни года, что дает возможность оценить составленный прогноз путем сравнения с фактической среднесуточной мощностью на прогнозные сутки (относительное отклонение). Полученная величина составит **погрешность прогноза**.

Необходимо понимать, что погрешность прогноза не может стать основанием при выборе той или иной модели прогнозирования, поскольку в реальной ситуации при составлении прогноза «на сутки вперед» человек, выполняющий прогноз, не обладает достоверной информацией о прогнозном дне.

1.2. СОСТАВЛЕНИЕ КОНФИГУРАЦИИ ГРАФИКА НАГРУЗКИ НА ПРОГНОЗНЫЙ ДЕНЬ

Для определения характерной конфигурации графика нагрузки необходимо использовать следующий алгоритм.

1. Определить среднее арифметическое значение мощности для каждого часа за период ретроспективы (без учета выходных и нетиповых дней), т. е. получить 24 значения $P_{\text{ср}}$ (за первый час, за второй час и т. д.).

2. По полученным данным построить график нагрузки (в МВт).

3. Вычислить среднесуточную мощность для получившегося графика.

4. Рассчитать и построить график нагрузки из п. 3 в относительных единицах. За базис принять среднесуточную мощность. Полученная зависимость в относительных единицах представляет собой **конфигурацию графика нагрузки** на прогнозный день.

5. Для получения прогнозного графика нагрузки $ГН^{\text{пр}}$ конфигурацию из п. 4 необходимо умножить на спрогнозированную ранее среднесуточную мощность $P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}}$.

6. Рассчитать модуль относительных отклонений и суммарную погрешность прогноза для суток путем сравнения полученных значений с фактическими данными на прогнозный день.

1.3. ВНЕСЕНИЕ ПОПРАВОК К ПРОГНОЗУ ГН, ПОЛУЧЕННОМУ ПО РЕТРОСПЕКТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ

График нагрузки, полученный в разделе 1.2, соответствует фактическому графику с некоторой погрешностью, ведь прогноз получен по усредненным значениям мощности и не рассматривает ряда важных факторов, которые нужно учитывать в виде следующих поправок.

Поправка на максимальную мощность – одна из значимых поправок, поскольку час пиковой нагрузки энергосистемы является наиболее ответственным. Несмотря на предельную плановую загрузку генераторов энергосистемы, необходимо обеспечить надежность электроснабжения, распределив требуемое количество резервной мощности. Недооценка значения максимальной мощности может привести к снижению надежности в пиковый час, а в худшем случае – к отказам оборудования, возможному недоотпуску электроэнергии и экономическим убыткам. Процедура прогноза максимальной мощности аналогична прогнозу среднесуточной мощности (раздел 1.1). Необходимо построить зависимость максимальных значений мощности за каждый день в периоде ретроспективы, подобрать линию тренда, определить значение мощности на прогнозный день и после этого заменить им максимальное значение мощности в $ГН^{пр}$.

Поправка на минимальную мощность определяется так же, как и поправка на максимальную мощность. Поправка на минимум зачастую необходима еще и потому, что помимо трендового изменения среднесуточной мощности в зависимости от особенностей электропотребления в различное время года имеет место и трендовое изменение минимальных нагрузок.

Если поправки на максимальную и минимальную мощность можно назвать обязательными, то следующие поправки дополнительные. Если присутствуют факторы, позволяющие не учитывать эти поправки, они могут быть исключены на усмотрение человека, выполняющего прогноз. Студент полностью обосновывает внесение или исключение каждой из поправок.

Поправка на температуру – поправка, связанная с реакцией потребителей на изменение погодных условий и, как следствие, увеличением/уменьшением прогнозного электропотребления. Для определения поправки необходимо проследить закономерность изменения потребляемой мощности от изменения температуры воздуха. В данной

работе студентам предлагается использовать упрощенную методику. Для Новосибирской энергосистемы практика показывает, что изменение температуры на 1°C вызывает изменение потребляемой мощности на $\Delta P^{\circ\text{C}}$ в диапазоне $5 \dots 10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ в зависимости от времени года. В зимний период поправка принимается равной $10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, в летний – $5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, в осенний и весенний периоды следует учитывать характерные резкие изменения погоды и включение/отключение централизованного отопления.

Для внесения данной поправки необходим прогноз температуры, поскольку данные о «реальном» прогнозе отсутствуют. Стоит отметить, что в работе будет использован не метеорологический прогноз, а математический, причем по тем же моделям, что и ранее в работе. Однако к нетипичным дням здесь будут отнесены не выходные и праздники, а те дни «выбросов», которые будут значительно искажать модель. За исходные данные рекомендуется принять данные среднесуточных температур за предшествующий месяц с любого метеорологического сайта (например, с сайта [7]). Далее определить прогнозное значение температуры $t_{\text{прогн}}^{\circ\text{C}}$. Поскольку построенная ранее модель среднесуточной мощности приведена к некоторым средним значениям влияющих факторов, студент рассчитывает среднее арифметическое среднесуточных температур $t_{\text{ср}}^{\circ\text{C}}$ для итогового периода ретроспективы $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t)$ (п. 6 в 1.1). Суммарная поправка на температуру в общем виде соответствует формуле

$$\Delta P_{\text{темп}} = \left| t_{\text{ср}}^{\circ\text{C}} - t_{\text{прогн}}^{\circ\text{C}} \right| \Delta P^{\circ\text{C}}. \quad (1.2)$$

Студент вносит поправку в каждый час ГН^{ИП}, самостоятельно определяя знак поправки и величину $\Delta P^{\circ\text{C}}$ в зависимости от времени года. Все решения по поправке необходимо **полностью обосновать**.

Поправка на облачность. Опыт эксплуатации показывает, что облачность влияет на потребляемую мощность в светлое время суток. Информацию об облачности за период ретроспективы рекомендуется взять из дневника погоды на сайте gismeteo.ru [7]. Причем необходимо привести уровень облачности в баллах для определения величины поправки (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Представление условных обозначений облачности в баллах

			
Ясно	Малооблачно	Облачно	Пасмурно
1	2	3	4

Расчет $O_{\text{ср}}$ для периода ретроспективы $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t)$ аналогичен расчету $t_{\text{ср}}^{\text{с}}$. В реальной ситуации при составлении оперативного прогноза графика нагрузки ЭЭС существует прогноз облачности на предстоящие сутки. Но поскольку РГР основана на данных 2014 года, такой прогноз отсутствует. Еще одно ограничение – облачность задана дискретно в баллах, что препятствует построению математической модели. В связи с приведенными условиями прогноз облачности $O_{\text{прогн}}$ принимается равным фактической облачности на прогнозные сутки в баллах. Изменение облачности на один балл приводит к изменению мощности ΔP^O на 2...5 МВт. Формула для расчета поправки на мощность:

$$\Delta P_{\text{обл}} = (O_{\text{ср}} - O_{\text{прогн}}) \Delta P^O. \quad (1.3)$$

Поправку на облачность необходимо вносить только в светлое время суток $ГН^{\text{пр}}$. Определение светового дня, в течение которого следует внести поправку, студент выполняет самостоятельно и полностью обосновывает свое решение [1, 3].

После внесения каждой из поправок и изменения $ГН^{\text{пр}}$ можно получить суммарную погрешность прогноза и отследить изменение качества модели прогнозирования, для чего все результаты вносят в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Конструирование графика нагрузки

t, ч	Без поправок	Вид поправки			
		на P_{\max}	на P_{\min}	на температура	на облачность
0	ГН ^{пр}	ГН ^{пр} + + max	ГН ^{пр} + + max + + min	ГН ^{пр} + max + min + + t °С	ГН ^{пр} + + max + + min + + t °С + обл
...					
23					
Погрешность прогноза, %	$\frac{\sum_{t=0}^{23} \left \frac{P_t^{\text{пр}} - P_t^{\text{ф}}}{P_t^{\text{ф}}} \right }{24}$	$\frac{\sum_{t=0}^{23} \left \frac{P_t^{\text{пр}} - P_t^{\text{ф}}}{P_t^{\text{ф}}} \right }{24}$

Мощность в каждый час, изменившаяся в ходе внесения поправки, должна быть выделена полужирным шрифтом.

1.4. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННОГО ПРОГНОЗНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ

При анализе и конструировании прогноза выделяют три вида моделей.

Модель прошлого (МП). Это основной прогноз, состоящий из статистических моделей по ретроспективной информации для фактических параметров. Учитывает только прошлые усредненные статистические процессы. Это модель соответствует модели в разделах 1.1. и 1.2.

Модель будущего (МБ). Это дополнительный прогноз, содержащий модели, учитывающие прогнозы влияющих факторов будущего (метеорологических, технологических, состава потребителей, потерь мощности и электроэнергии в сетях и др.). Все они имеют предысторию и свои модели прошлого. Такая модель с поправками соответствует модели в разделе 1.3.

Модель настоящего (МН). Это дополнительный прогноз, включающий модели настоящего с поправками на планируемые мероприятия,

дополняющие ретроспективные процессы (ввод/вывод крупных потребителей, изменение схемы сети и ее параметров). МН может быть создана только на основе интуиции и опыта. Эта модель в рамках расчетно-графической работы не рассмотрена. Однако при большой погрешности прогноза необходимо проанализировать возможные модели настоящего и дать краткие пояснения.

Учитывая сказанное выше, студенту необходимо иметь прогнозные модели МП + МН + МБ и на их основе конструировать ГН на предстоящие сутки.

По первоначальному прогнозу, выполняемому по среднесуточным мощностям, необходимо заполнить табл. 1.3 (где n – количество дней, оставленных в периоде ретроспективы для среднесуточной мощности).

Таблица 1.3

Погрешности моделей и погрешности прогнозов

Виды погрешностей	Данные расчетов, МВт	Данные расчетов, %
Погрешности модели	Абсолютная максимальная ΔP_{\max} – максимальное точечное отклонение от модели $= \left \max \left\{ P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t) - P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t) \right\} \right $	$\frac{\Delta P_{\max}}{P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}}} 100 \%$
	Средняя по модулю за период $\Delta P_{\text{ср}}$ – среднее отклонение исходного ряда точек от модели за период ретроспективы (п. 7 в 1.1) $\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t) - P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t) \right $	$\frac{\Delta P_{\text{ср}}}{P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}}} 100 \%$
	Среднеквадратическая за период, $\sigma(\Delta P_{\text{СКО}})$ $= \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n \left(P_{\text{ср.сут}}^{\Phi}(t) - P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t) \right)^2}{n}}$	$\frac{\Delta P_{\text{СКО}}}{P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}}} 100 \%$
	Доверительный интервал	$\pm \Delta P_{\text{СКО}}$
Среднесуточная погрешность прогноза со всеми поправками (табл. 1.2), %	$\sum_{t=0}^{23} \frac{\left P_t^{\text{пр}} - P_t^{\Phi} \right }{P_t^{\Phi}}$ <p style="text-align: center;">24</p>	

Поскольку неопределенность – это объективная реальность функционирования любой системы, анализ приведенных в табл. 1.3

погрешностей позволит наметить перспективы корректировки планов и адаптивного учета поправок.

От величин погрешностей зависят рабочие и резервные мощности электрических станций, их технико-экономические показатели и мероприятия по управлению режимами ЭЭС на предстоящие сутки. Учет погрешностей прогноза (отклонений) можно назвать основной задачей при определении функций и режимов электростанций при планировании баланса мощностей ЭЭС. Они важны в первую очередь при прохождении максимума нагрузки как наиболее тяжелого режима. Все виды погрешности прогноза влияют на величину P_{\max} .

Погрешность прогноза на практике можно определить только тогда, когда будет известна фактическая величина электропотребления. Эта величина важна для оценки качества методики прогнозирования. Если погрешность прогноза велика, то необходимо проанализировать причины и внести корректировку в методику прогнозирования. Считается, что расчетная погрешность не должна превышать 2 %.

Обеспечить потребителей можно, только поддерживая энергетический баланс в каждый момент, следовательно, необходимо запланировать выработку в соответствии с ожидаемым суточным электропотреблением. Поэтому первый показатель, который необходимо проанализировать и внести в табл. 1.4, – это электропотребление, где $\mathcal{E}_{\text{МП}}$ – электропотребление по модели прошлого без учета поправок, $\Delta\mathcal{E}_{\max}$, $\Delta\mathcal{E}_{\min}$, $\Delta\mathcal{E}_{\text{темп}}$, $\Delta\mathcal{E}_{\text{обл}}$ – изменения электропотребления от учета поправок на максимальную и минимальную мощность, температуру и облачность.

Таблица 1.4

Ожидаемое электропотребление, МВт · ч

Наименование	Прогноз по МП	Вид поправки			
		max	min	$T, ^\circ\text{C}$	облачность
Электропотребление	$\mathcal{E}_{\text{МП}} = \sum_{t=0}^{23} P_t \cdot \Delta t$	$\Delta\mathcal{E}_{\max}$	$\Delta\mathcal{E}_{\min}$	$\Delta\mathcal{E}_{\text{темп}}$	$\Delta\mathcal{E}_{\text{обл}}$
Ожидаемое суточное электропотребление (с учетом всех поправок)					$\mathcal{E}_{\text{ож}}$
Фактическое суточное электропотребление					$\mathcal{E}_{\text{факт}}$

Ожидаемое суточное электропотребление ($\mathcal{E}_{\text{ож}}$) определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \mathcal{E}_{\text{МП}} \pm \Delta\mathcal{E}_{\max} \pm \Delta\mathcal{E}_{\min} \pm \Delta\mathcal{E}_{\text{темп}} \pm \Delta\mathcal{E}_{\text{обл}}.$$

Далее в итоговом прогнозом ГН учитывают отклонения, рассчитанные в табл. 1.3. Для оценки отклонений в час максимума энергосистемы студент заполняет табл. 1.5, а для анализа отклонений в остальные часы строит фактический ГН с указанием всевозможных отклонений от прогноза (рис. 1.3).

Таблица 1.5

Прогноз ГН на предстоящие сутки и погрешности, МВт

Время, ч	Параметры ГН		Факт	Построение ГН (П-прогноз)					
	нагрузка по МП	нагрузка по МБ		П + max	П – max	П + ср.откл	П – ср.откл	П + СКО	П – СКО
0									
...									
7									
8									
...									
23									

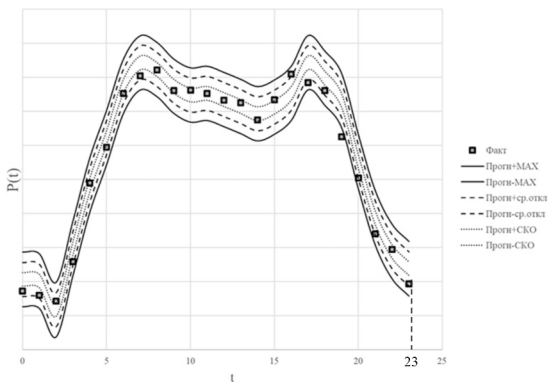


Рис. 1.3. Построение ГН фактического потребления с изображением допустимых отклонений модели

После выполнения первого раздела РГР следует проанализировать и сделать выводы по следующим пунктам и решениям.

1. Вид модели $P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t)$.
2. Прогноз среднесуточной мощности на период $t + 1$ $P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}} = P_{\text{ср.сут}}^{\text{мод}}(t + 1)$.
3. Определение конфигурации ГН.
4. Погрешность прогноза при внесении поправок.
5. Достоверность прогноза $P_{\text{ср.сут}}^{\text{пр}}$.
6. Возможные отклонения ГН от прогноза по моделям МП, МН, МБ.
7. Погрешности моделей и прогнозов максимальных нагрузок.
8. Возможности повышения достоверности прогноза.

По результатам выполнения первого раздела РГР студент должен свободно владеть и оперировать следующими понятиями и терминами: *график нагрузки и его конфигурация; отличие электроэнергии от мощности; период ретроспективы; период упреждения; период дискретизации ГН; погрешность модели и погрешность прогноза; модели прошлого, настоящего и будущего; доверительный интервал и достоверность прогноза.*

1.5. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Вероятностный анализ

Широкое использование теории вероятностей объясняется тем, что параметры режима ЭЭС, в первую очередь нагрузки узлов, зависят от факторов, многие из которых имеют случайный характер (температура окружающего воздуха, количество подключенных электроприемников и т. п.). Поэтому процесс изменения нагрузки является совокупностью реализаций случайного процесса и не обладает свойствами стационарности и эргодичности, т. е. это сложный стохастический процесс. Вероятностные методы применяются при исследовании задачи. В эксплуатационной практике они в полном виде пока что не используются. Объясняется это отсутствием достоверных законов распределения вероятностей случайных величин. Тем не менее можно дать некоторые оценки числовых характеристик, например:

математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратическое отклонение, корреляция.

Математическое ожидание случайной величины x (обозначается m_x) характеризует среднее значение случайной величины (дискретной или непрерывной). Математическое ожидание относят к так называемым характеристикам положения распределения. Эта характеристика описывает некое усредненное положение случайной величины на числовой оси. Определяется по формуле

$$m_x = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}. \quad (1.4)$$

Дисперсия – это мера разброса значений случайной величины x относительно ее математического ожидания m_x . Дисперсия показывает, насколько в среднем значения сосредоточены, сгруппированы около m_x : если дисперсия маленькая, значения сравнительно близки друг к другу, если большая – далеки друг от друга.

$$D_x = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2}{n}. \quad (1.5)$$

Если случайная величина описывает физические объекты с некоторой размерностью (метры, вольты, ватты и т. п.), то дисперсия будет выражаться в квадратных единицах (метры в квадрате, вольты в квадрате и т. п.). Это не совсем удобно для анализа, поэтому часто вычисляют также корень из дисперсии – **среднеквадратическое отклонение**:

$$\sigma_x = \sqrt{D_x}, \quad (1.6)$$

которое имеет ту же размерность, что и исходная величина и также описывает разброс.

Коэффициент корреляции – это степень связи между двумя переменными. Его расчет дает представление о том, есть ли зависимость между двумя массивами данных. В отличие от регрессии корреляция не позволяет предсказывать значения величин. Однако расчет коэффи-

циента является важным этапом предварительного статистического анализа.

Количественно оценить соотношение и направление связей между двумя величинами при парной корреляции можно посредством расчета линейного коэффициента корреляции.

Линейный коэффициент корреляции характеризует соотношение и направление связи между двумя коррелируемыми признаками в случае наличия между ними линейной зависимости.

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n ((x_i - m_x)(y_i - m_y))}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2 \sum_{i=1}^n (y_i - m_y)^2}} = \frac{\text{cov}(x, y)}{\sigma_x \sigma_y}, \quad (1.7)$$

где $\text{cov}(x, y)$ – ковариация двух случайных величин x и y .

Значения коэффициента корреляции находятся в интервале $[-1; 1]$. Ноль означает, что зависимости между исследуемыми величинами нет. Чем выше по модулю полученный показатель, тем сильнее связь (отрицательная или положительная). Об отсутствии зависимости свидетельствует коэффициент от $-0,1$ до $0,1$. Нужно понимать, что такое значение свидетельствует только об отсутствии линейной связи.

Регрессионные модели прогнозирования

В регрессионном анализе рассматривается связь между одной переменной, называемой зависимой переменной или функцией отклика, и одной или несколькими другими переменными, называемыми независимыми переменными или воздействующими факторами. Эта связь представляется в виде математической модели, задаваемой некоторым аналитическим выражением, называемым уравнением регрессии.

Иными словами, существует некоторая зависимость между случайными величинами X и Y , которую математически можно выразить так:

$$M(Y / X) = f(X), \quad (1.8)$$

где M – условное математическое ожидание Y при фиксированном значении X .

Так как при вычислении Y фиксируется определенное значение X , то эта величина уже не случайная. Уравнение $Y = f(X)$ и будет уравнением регрессии.

Подбор уравнения регрессии – это специальная процедура регрессионного анализа. Такой анализ широко применяется по двум причинам:

- описание зависимости между переменными помогает установить наличие возможной причинной связи;
- с помощью уравнения регрессии можно предсказывать значения зависимой переменной по значениям независимых переменных.

Регрессионный анализ давно применяется на практике. Имеются уравнения регрессии, связывающие затраты с техническими параметрами ЛЭП или потери с классом напряжения сети. Известна зависимость потерь с потоками мощностей через сеть и др. Этот подход особенно продуктивен, когда имеется физическая связь между рассматриваемыми параметрами, например, связи «потери мощности – активная мощность сети», «потери мощности – активная и реактивная мощность», «потери от транзита мощности – величина транзита».

На рис. 1.4–1.6 приведены примеры регрессионного анализа, показывающего зависимость потерь мощности от мощности станции.

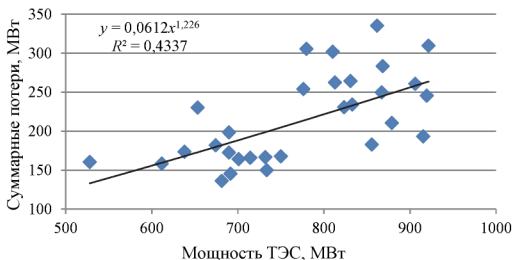


Рис. 1.4. Зависимость суммарных потерь мощности от мощности ТЭС

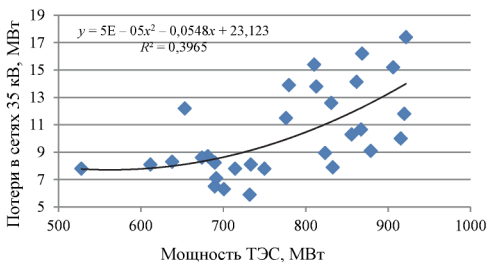


Рис. 1.5. Зависимость потерь в сетях 35 кВ от мощности ТЭС

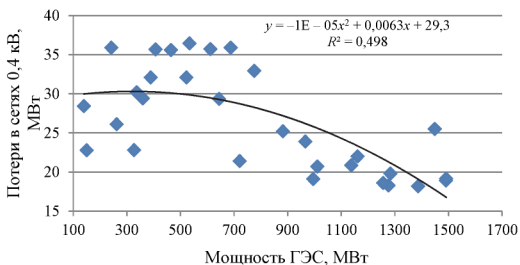


Рис. 1.6. Зависимость потерь в сетях 0,4 кВ от мощности ГЭС

Прогнозирование с использованием временных рядов

При использовании временных рядов процесс исследуется в зависимости от времени. Наблюдение за процессами, изменяющимися во времени, дает временной ряд $Y(t_1), Y(t_2), Y(t_3), \dots, Y(t_n)$, чаще всего представляемый в виде трех составляющих:

$T(t)$ тренд – устойчивое систематическое изменение за период ретроспективы;

$S(t)$ – периодическая составляющая, которая дает колебания относительно тренда. Часто периодические колебания объясняются сезонностью, и эту составляющую называют сезонной;

$U(t)$ – случайная нерегулярная составляющая.

Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид

$$Y(t) = T(t) + S(t) + U(t). \quad (1.9)$$

Достоверность модели зависит от правильного статистического анализа. Большое значение имеет выбор периода ретроспективы, в эксплуатационных условиях меняющейся от месяца до года или нескольких лет. Модель временного ряда оценивается по статистическим критериям и по погрешности. Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонентов модели и др. Увеличение интервала наблюдений не всегда сопровождается повышением точности, так как данные стареют. Слишком короткий ряд может неправильно характеризовать процесс. Подбор функций ряда должен проверяться по погрешностям. Необходимо выбирать наиболее точные функции. Выбирается функция тренда, число значимых гармоник для сезонной составляющей, подбирается по возможности и модель случайной составляющей.

Прогноз на момент $(t + \Delta t)$ определяется как

$$Y(t + \Delta t) = T(t + \Delta t) + S(t + \Delta t) + U(t + \Delta t). \quad (1.10)$$

Выделение составляющих временного ряда. Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса. При выделении линии тренда ряд сглаживается за счет усреднения данных на нескольких интервалах времени. Если рассматривается годовой период, то, например, суточные данные можно усреднять на месячных интервалах. Если рассматривается многолетний период, то можно усреднять данные по годам. Усреднение позволяет оценить основную тенденцию процесса. Функция тренда подбирается с помощью полиномиальной регрессии. Коэффициенты регрессии подбираются с использованием метода наименьших квадратов. Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

Рассмотрим выделения временных составляющих на примере сезонного изменения потерь активной мощности. На рис. 1.7 показан подбор тренда $T(t)$ для сезонного изменения потерь мощности.

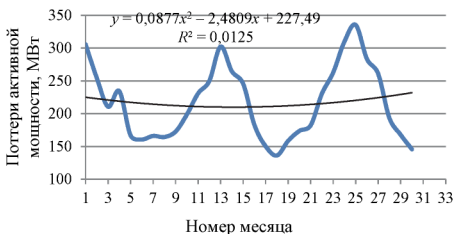


Рис. 1.7. Подбор линии тренда

После выделения тренда остатки имеют вид

$$V(t) = S(t) + U(t). \quad (1.11)$$

Из остатков выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить с использованием ряда Фурье, т. е. синусоидальными и косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая имеет вид

$$S(t) = \sum A_i \cos(\omega_i, t) + \sum B_i \sin(\omega_i, t), \quad (1.12)$$

где A_i, B_i — искомые коэффициенты; i — номер гармоники.

На рис. 1.8 представлен график, на котором выделена сезонная составляющая. Функция подобранной синусоиды имеет вид

$$S(t) = 73 \sin(0,555t + 70^\circ).$$

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки $U(t)$, которые характеризуют стационарный случайный процесс и в общем случае складываются из колебаний, которые поддаются описанию $I(t)$, и случайных $\varepsilon(t)$, которые не поддаются описанию. Компонент $I(t)$ может рассматриваться как авторегрессия

$$I(t) = a_1 I(t-1), a_2 I(t-2), \dots, a_k I(t-k). \quad (1.13)$$

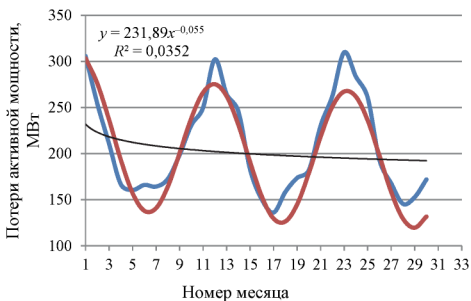


Рис. 1.8. Выделение сезонной составляющей

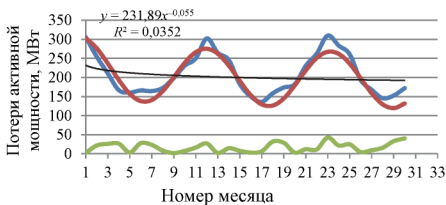


Рис. 1.9. Выделение случайных остатков (шума)

Погрешности прогноза. Прогноз – это применение модели для неизвестного будущего. Если модель правильно отражает будущее, то погрешности примерно равны погрешностям модели. Если будущее отличается от прошлого, то погрешности возрастают. Оценить точность прогноза временного ряда можно, применяя инверсную верификацию – экстраполяцию назад. В этом случае определенное число данных последнего периода наблюдений исключается из подбора модели. Затем, составляя прогноз на этот период с использованием модели и сравнивая его с данными периода, определяют погрешность.

Но действительная погрешность рассчитывается при применении модели в реальных условиях. Оцениваются абсолютные погрешности

$$\Delta Y = Y_{\text{факт}}(t) - Y_{\text{прогн}}(t) \quad (1.14)$$

и среднеквадратические

$$\sigma = \frac{1}{n} \sqrt{(y_i - y_{\text{факт},i})^2}, \quad (1.15)$$

где $Y_{\text{факт},i}$, Y_i – фактическое и прогнозируемое значения величины, $n = 1, 2, \dots, i$ – число точек сравнения. Если погрешности выше допустимых для практических расчетов, то модель недостоверна. Модель временного ряда должна систематически уточняться по мере накопления новых данных.

В приложении 2 приведено задание по подбору модели прогнозирования потерь активной мощности в ЭЭС.

2. ПЛАНИРОВАНИЕ ОПЕРАТИВНОГО БАЛАНСА МОЩНОСТИ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Энергетические балансы – это отправная точка управления режимами. В первую очередь они определяются потребностями мощности и выработки электроэнергии, а это основа для задачи управления режимами станций и сетей. В первом разделе РГР рассчитывается прогноз ГН, который представляет собой потребность мощности в ЭЭС.

Генерирующие установки электроэнергетических систем должны покрывать спрос потребителей на мощность и электроэнергию. Для этого планируют и постоянно поддерживают балансы мощности и электроэнергии. Все режимные свойства станций, сетей, оборудования влияют на энергетические балансы. Основными видами энергетических балансов являются баланс активной мощности и баланс электроэнергии. Балансы мощности дают картину использования агрегатов и станций, они необходимы для расчета режимов электрических систем, станций и сетей, для проведения ремонтов оборудования на станциях, расчета затрат на эксплуатацию станций и системы.

Баланс – это равенство генерируемой и потребляемой мощности энергетического производства. Баланс мощности упрощенно можно описать формулой

$$\sum P_{\text{ген}} = \sum P_{\text{потр}} + \sum P_{\text{СН}} + \sum \Delta P, \quad (2.1)$$

где $\sum P_{\text{ген}}$ – суммарная мощность генераторов; $\sum P_{\text{потр}}$ – нагрузка потребителей; $\sum \Delta P$ – суммарная мощность потерь в сетях; $\sum P_{\text{СН}}$ – мощность потребления на собственные нужды электростанций. Равенство мощности потребления и генерации есть следствие закона сохра-

нения энергии, а его выполнение за доли секунды при работе на огромных расстояниях – одна из главных особенностей электроэнергетики.

2.1. РАСЧЕТ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Расчет баланса мощности охватывает три задачи.

- Первая – оценка потребности потребителей в электроэнергии, мощности потребления и параметров качества электроэнергии.
- Вторая – оценка состояния системы.
- Третья – составление энергетического баланса мощности и электроэнергии.

Оперативное планирование подразумевает создание ГН на предстоящие сутки. На ГН наносят величину нагрузки потребителей, резервы мощности и возможные погрешности ординат ГН (по значениям средних погрешностей по модулю). В полную нагрузку включаются потери мощности всех видов, так как исходная база данных получена по замерам мощностей на шинах станций.

Необходимо отметить, что в данной РГР не рассматриваются режимы электрических сетей, а только перечисленные ниже задачи.

1. Оценка возможностей электрических станций при расчетах энергетических балансов.
2. Оценка общего состояния ЭЭС при расчете энергетических балансов.
3. Методика составления энергетических балансов с учетом результатов решения задач 1 и 2.
4. Оценка возможностей электрических станций при расчетах энергетических балансов.

Необходимо рассмотреть следующие характеристики электрических станций:

- 1) эксплуатационные;
- 2) энергетические;
- 3) мощности станций для составления энергетических балансов.

Перед выполнением данного раздела РГР необходимо ознакомиться с основными параметрами электрических станций по активной мощности.

Установленная мощность станции $P_{уст}$ – это суммарная электрическая мощность генераторов станций (табл. П1).

Связанная мощность $P_{\text{связ}}$ (ограничения мощности). Это аварийный простой агрегатов, ремонты, модернизация, техническое состояние агрегатов (износ, неполадки), плохое качество топлива ТЭС (высокая влажность, зольность, сернистость), качество питательной воды, величина вакуума в конденсаторе турбин, не соответствующая нормативу, отклонение режимных параметров турбин и котлов от нормального состояния. На ГЭС связанная мощность может быть в периоды снижения напора при пропуске паводка (за счет значительного повышения уровня нижнего бьефа, технического состояния агрегатов, ремонтов). Связанную мощность еще называют разрывами мощности. Эти мощности определяют возможности станций и их рабочую и резервную мощность. Связанную мощность в РГР необходимо принять в соответствии с данными табл. П2. Включены ограничения: по качеству топлива k_1 , техническому состоянию агрегатов k_2 и текущим ремонтам k_3 . При оперативном управлении на коэффициенты k_1 и k_2 повлиять невозможно. Текущие ремонты проводят только в том случае, если это позволяет баланс ЭЭС.

Запертая мощность $P_{\text{зап}}$ – мощность, которую станция неспособна выдать из-за ограничения пропускной способности смежных ЛЭП (табл. П2).

Располагаемая мощность станции $P_{\text{расп}}$ – мощность, которая может быть использована в рассматриваемый период:

$$P_{\text{расп}} = P_{\text{уст}} - P_{\text{связ}} - P_{\text{зап}}.$$

Рабочая (регулируемая) мощность $P_{\text{раб}}$ – мощность, с которой агрегат или станция работает в течение рассматриваемого периода или которая запланирована для работы. Рабочая мощность не превышает располагаемую.

Резервная мощность – зарезервированная мощность на станциях, располагаемая, но не используемая в качестве рабочей.

Базовая и пиковая – рабочая мощность, зависящая от режима работы в энергосистеме и участия в характерных зонах ГН.

В соответствии с вариантом РГР и табл. П2 и П1 необходимо заполнить таблицу для ЭЭС (пример табл. 2.1), содержащей три тепловые станции и одну ГЭС.

Таблица 2.1

Пример оформления исходных данных

Установленные мощности станций, МВт	ТЭЦ-1		
	КЭС-2		
	ТЭЦ-3		
	ГЭС		
Суточная выработка ГЭС, млн кВт · ч			
Вариант случайного воздействия			
Цента топлива, руб/т у.т	ТЭЦ-1		
	КЭС-2		
	ТЭЦ-3		
Ограничения по базовой мощности, % от располагаемой мощности	ТЭЦ-1		
	КЭС-2		
	ТЭЦ-3		
	ГЭС		
Ограничения по связанной мощности, % от установленной	ТЭЦ-1	По техническому состоянию	
		По качеству топлива	
		По текущим ремонтам	
	КЭС-2	По техническому состоянию	
		По качеству топлива	
		По текущим ремонтам	
	ТЭЦ-3	По техническому состоянию	
		По качеству топлива	
		По текущим ремонтам	
	ГЭС	По техническому состоянию	
		По текущим ремонтам	
	Ограничения по запертой мощности	КЭС	

Затем студент заполняет табл. 2.2, в которой выполнен расчет основных параметров по мощности для каждой станции и для энергосистемы в целом. Внимание! В табл. 2.1 и 2.2 названия станций указываются в соответствии с вариантом.

Результаты расчета основных мощностей станций

Наименование мощности	Наименование станции				Данные по системе
	ТЭЦ-1	КЭС-2	ТЭЦ-3	ГЭС	
Установленная					
Связанная					
Запертая					
Располагаемая					
Регулируемая					
Базовая					

2.2. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА СТАНЦИЙ

В основном станцию характеризуют пять режимных свойств, важных для энергетических балансов [1, 2, 8].

1. Предельные параметры по мощности: номинальная мощность $P_{\text{ном}}$, минимальная допустимая мощность $P_{\text{доп min}}$, максимальная допустимая мощность $P_{\text{доп max}}$.

$$P_{\text{доп min}} \leq P_{\text{раб}} \leq P_{\text{доп max}}. \quad (2.2)$$

2. Регулирующие способности станции – быстрый набор и сброс мощности агрегатов и станции в автоматическом режиме.

$$\delta P = \frac{P_{\text{раб max}} - P_{\text{раб min}}}{P_{\text{раб max}}}. \quad (2.3)$$

3. Маневренность – время пуска $t_{\text{пуск}}$ и останова $t_{\text{ост}}$ агрегатов, время и параметры загрузки (разгрузки) при росте или снижении нагрузки. Маневренность зависит от типа станции и возможностей техники.

4. Надежность.

5. Экономичность.

Допустимые минимальные мощности станции могут быть вызваны техническими причинами (техническими ограничениями) или условиями использования станций в системе (режимными ограничениями). Если минимальная мощность зависит от технических ограничений, то она соответствует наименьшей мощности, обеспечивающей сохранность оборудования или нормальный режим его работы. На ТЭЦ могут быть и режимные ограничения, которые определены потреблением тепла, горячей воды и пара. При этом режим ТЭЦ и их теплофикационных агрегатов имеет вынужденную электрическую мощность, которую называют теплофикационной мощностью.

Диапазон изменения мощности зависит от вида и качества топлива. Для блоков, работающих на мазуте и газе, он составляет примерно 50 % максимальной нагрузки, на угле с сухим шлакоудалением – 40 %, с жидким – 20 %. Соответственно ограничения по минимальной мощности P_{\min} будут 50, 60 и 80 % от максимальной [2]. Ограничения по минимальной мощности связаны главным образом с устойчивостью горения факела котла. При подаче топлива в котел ниже определенной величины факел может погаснуть. Вид топлива для КЭС студент задает самостоятельно с обязательным обоснованием.

Нагрузочный диапазон

$$D = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\max}} 100 \% . \quad (2.4)$$

Чем больше величина нагрузочного диапазона, тем большие возможности имеет станция по регулированию мощности в балансах ЭЭС. Ограничивающим звеном на тепловой электростанции (ТЭС) обычно выступает турбина. В рамках РГР можно принять нагрузочный диапазон для ГЭС в пределах от нуля до максимальной мощности.

Маневренность оборудования электростанций. Маневренность агрегатов зависит от его пусковых свойств, которые включают длительность пуска, длительность набора нагрузки до номинальной, расход энергоносителя на пуск (пусковой расход). Время растопки котла на тепловой станции составляет примерно 1... 5 ч. Набор нагрузки до полной мощности составляет 1 ч и более. Для турбины прогрев паропровода перед пуском занимает 1,5 ч и более. Длительность набора нагрузки турбины – 1... 2 ч. Как видно из сказанного, маневренные свойства оборудования ТЭС ограничены разнообразными техническими условиями. Нарушение их может привести к аварии и потому недопустимо.

Гидроагрегаты обладают несравненно лучшими маневренными свойствами по сравнению с турбоагрегатами. На современных ГЭС, где пуск гидроагрегатов автоматизирован, время от подачи команды на пуск до достижения агрегатом полной мощности составляет 2...3 мин. Только в особых случаях возникают ограничения на повторный пуск.

Расходы энергоресурса на пуск агрегата. При пуске агрегатов возникают пусковые расходы. Для тепломеханического оборудования они существенны. Для гидроагрегатов они малы и обычно их не учитывают. Пусковые расходы для котлов и блоков ТЭС пропорциональны времени простоя перед пуском

В понятие «пусковые расходы» следует включать не только расход энергоресурса, но и дополнительную загрузку оперативно-диспетчерского персонала, и снижение надежности агрегатов при пуско-остановочных операциях.

Надежность работы агрегатов и станций. Надежность зависит от конструктивных решений, условий работы, решений, принимаемых при управлении. Заведомо известно, что наибольшую надежность имеют ГЭС, поскольку их техническое исполнение много проще, чем ТЭС.

Баланс мощности может быть составлен с различной заблаговременностью: на сутки или несколько суток, для среднерабочего и максимального дня месяца, для максимальных нагрузок определенного периода. На более мелких интервалах времени план не составляется, а баланс поддерживается средствами и системами управления.

Для определении генерирующей мощности необходимо найти сумму располагаемых мощностей всех электростанций, например, для i – ТЭС и j – ГЭС располагаемая мощность системы

$$P_{\text{расп.ЭЭС}} = \sum_i P_{\text{расп.ТЭС}} + \sum_j P_{\text{расп.ГЭС}} \quad (2.5)$$

Значение располагаемой мощности используют для обеспечения рабочих и резервных мощностей системы. Рабочие мощности определены значением суммарной нагрузки. Резервные мощности используют для поддержания качества электроэнергии и надежности электроснабжения, т. е.

$$P_{\text{расп.ЭЭС}} = P_{\text{раб.ЭЭС}} + P_{\text{рез.ЭЭС}} \quad (2.6)$$

Как будет показано дальше, резервные мощности системы используют для обеспечения нагрузочного и аварийного резерва

$$P_{\text{рез.ЭЭС}} = P_{\text{нагр.рез}} + P_{\text{авар.рез}} \quad (2.7)$$

На основе баланса мощностей системы задают и графики нагрузки, электростанции планируют свою работу – обеспечивают готовность оборудования и выполнения функций, возложенных системой на станцию.

Характерные мощности станций зависят от технических возможностей и режимных ограничений. Режимные ограничения могут быть вызваны внутренними причинами (например, желанием не останавливать оборудование в течение суток) и внешними причинами. В РГР рассмотрено только два вида режимных ограничений. Для ГЭС ограничением выступает ее влияние на предприятия водного хозяйства, расположенные по течению реки ниже ГЭС. Поэтому у ГЭС существует ее минимальный расход (минимальная мощность), с которым она должна работать (табл. П1). Это ограничение может быть вызвано расположением водозаборов, транспортного фарватера по реке и др. Нарушать эти ограничения нельзя.

Для ТЭЦ заданы ограничения по теплоснабжению. В случае критической ситуации можно нарушить это ограничение, но тогда температура горячей воды и пара будет понижена. В реальных условиях может быть много больше режимных ограничений для станций.

Данные о станциях, которые будут учтены в энергетических балансах, и их свойства должны быть рассчитаны и сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Эксплуатационные возможности станций

Наименование станции	Диапазон рабочих мощностей		Регулирующие возможности $D, \%$	Время, ч		КПД, %
	min	max		пуск	загрузка	
ТЭЦ-1						
КЭС-2						
ТЭЦ-3						
ГЭС						

В табл. 2.3 время пуска и загрузки агрегатов, а также КПД приводится справочно и определяется студентом самостоятельно.

2.3. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ БАЛАНСА МОЩНОСТЕЙ В ЭЭС

Наиболее тяжелый режим работы электростанций возникнет при максимальной нагрузке в ЭЭС. Поэтому на первом шаге необходимо оценить баланс мощности в системе при максимальной нагрузке. В этом балансе все станции участвуют с полной располагаемой мощностью для определения возможностей системы.

Если максимальная мощность ГН превышает предельную располагаемую, то в ЭЭС существует дефицит мощности. Дефицит мощности можно покрыть за счет покупки мощности в соседней энергосистеме либо за счет отключения части потребителей, если покупка невозможна. В случае избытка мощности его можно использовать для проведения ремонтов, для увеличения резервов и пр. Можно также предложить его для продажи на рынке электроэнергии и мощности. Если максимальная мощность ГН равна располагаемой мощности, то система сбалансирована. При этом не исключены коммерческие возможности покупки/продажи электроэнергии в соответствии с ценами на рынке, в том случае, например, если издержки на производство электроэнергии (ЭЭ) на ТЭС выше стоимости покупки из соседней энергосистемы. Данные расчетов необходимо привести в табличной форме (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Состояние ЭЭС при расчетах балансов мощности

Состояние ЭЭС	Максимальные возможности станций, МВт	Прогноз нагрузки, МВт	Дефицит мощности, МВт	Нагрузка с учетом погрешностей, МВт	
				максимальная	средняя
Дефицит/избыток	$P_{расп}^{max}$	$P_{ГН}^{max}$	$P_{расп}^{max} - P_{ГН}^{max}$	Заполняется для max нагрузки 1 ч	Заполняется для max нагрузки 1 ч

Функциональные возможности станций в системе зависят от технических возможностей станций. На этапе строительства станции уже запланирована ее роль в энергосистеме, и в соответствии с этим выбраны ее параметры и технические решения. Если в системе необходимы пиковые мощности, то станция должна обладать большими регулирующими возможностями, если базовые – то это может быть крупноблочная КЭС с экономичным производством, но не обладающая высокой маневренностью и регулирующими возможностями.

Студентам рекомендуется дать общую картину по функциям станций (табл. 2.5).

1. Выдача рабочей мощности и энергии в требуемом режиме. В точном графике нагрузки присутствуют три режимные зоны: пиковая, полупиковая и базовая. Соответственно рабочая мощность может быть базовой и не менять значение в течение определенного времени (скажем, за сутки), полупиковой, т. е. иметь диапазон около 20 %; и пиковой, когда мощность соответствует переменному режиму нагрузки потребителей. Способность станций к регулированию рабочей мощности определена ее техническими особенностями.

2. Обеспечение резервной мощности для надежного и бесперебойного электроснабжения. Резерв может быть горячий и холодный. Горячий резерв – это недогруженные агрегаты, находящиеся в работе. Холодный резерв – агрегаты, которые при необходимости могут быть включены в работу. Для покрытия случайных нагрузок предназначен специальный резерв. Его называют нагрузочным или частотным резервом. Это горячий резерв. Аварийный резерв может быть частично горячим, частично холодным. Ремонтный резерв существует в том случае, если нельзя провести ремонты без ограничения мощностей у потребителей. Необходимо иметь также резерв реактивной мощности.

3. Поддержание качества электроэнергии по частоте.

4. Выдача реактивной мощности для обеспечения баланса реактивных мощностей.

5. Регулирование напряжения на шинах станции. Все станции выполняют эту функцию.

Все названные функции должны быть обеспечены наиболее экономичным способом.

Таблица 2.5

Предполагаемые функции электрических станций и их качественная оценка в баллах

Наименование станции	Рабочие зоны в ГН			Резервные функции	
	базовая	полупиковая	пиковая	Нагрузочный резерв	Аварийный резерв
ГЭС	****	****	*****	*****	*
КЭС	*****	***	–	–	*****
ТЭС	*****	–	–	–	**

***** – станция участвует на 100 %; **** – станция участвует на 80 %; *** – станция участвует на 60 %; ** – станция участвует на 40 %; * – станция участвует на 20 %; – – станция не участвует.

Резервные мощности системы и их распределение между электростанциями

Для надежной работы ЭЭС имеет резервы мощности на электростанциях. Если станция выполняет резервные функции, то она должна быть к ним готова. Готовность связана с резервом располагаемых мощностей, регулируемыми возможностями и маневренностью.

Основными причинами снижения надежности могут быть аварии или нарушение качества электрической энергии по частоте электрического тока. В соответствии с этим можно выделить аварийный резерв (АР) и частотный/нагрузочный резерв (НР).

Аварийный резерв. Аварии могут привести к нарушению баланса мощности из-за уменьшения рабочих мощностей системы. Авария происходит внезапно и вызывает необходимость иметь постоянный резерв мощности. Чтобы определить величину АР, нужно задаться видом и размером расчетной аварии. За расчетную аварию можно принять:

- отказ и отключение самого крупного агрегата электростанций в рассматриваемом балансе мощности;
- отключение одной цепи ЛЭП, по которым энергосистема получает мощность из других систем;
- отказ и отключение блочного трансформатора, повышающего напряжение с шин крупного генератора.

Практический опыт показывает, что аварийный резерв не должен быть меньше 5 % от максимальной нагрузки системы, он по возможности должен составлять 30 %, так как величина АР влияет на уровень надежности.

Нагрузочный резерв. Нагрузочный резерв необходим для поддержания частоты в соответствии с требованиями государственного стандарта. Величина нагрузочного резерва, как показывает практический опыт, составляет 2...5 % максимальной нагрузки. Это соответствует случайным нагрузкам. В расчетах балансов мощности интервал дискретности измерения принимают от 0,5 до 4 ч. Но внутри этих интервалов может быть и большая, и меньшая нагрузка, что требует регулирования рабочей мощности станций.

Резерв мощности изменяет свое значение для различных интервалов времени ГН. Наиболее опасная ситуация по надежности соответствует времени прохождения максимальных нагрузок, так как при этом резерв минимален. На других интервалах ГН величина резерва больше.

Энергетические характеристики электростанций

Мощность станций зависит от многих причин: технического состояния оборудования, ремонтов, испытаний и пр. Выработка электроэнергии зависит от мощности станций, ГН и запасов энергоресурсов. Для ТЭС, как правило, предусмотрены достаточные запасы энергоресурсов (органического топлива), так как каждая ТЭС имеет склад запасов, которого достаточно для работы в течение нескольких суток. Для ГЭС в период межени энергоресурсы (объемы воды) могут быть ограничены. Только для ГЭС с многолетним регулированием стока объемы достаточны для сохранения работы ГЭС на полной мощности. В РГР рассматривается ГЭС с *годовым регулированием стока* и задаются интегральные ограничения по стоку или по выработке электроэнергии (табл. П1).

2.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЭС В БАЛАНСАХ МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ

В РГР рассматривается гидротепловая система, в которой имеется одна ГЭС с годовым регулированием стока ее водохранилища.

ГЭС имеет ряд преимуществ перед всеми другими станциями. Важнейшей эксплуатационной особенностью ГЭС является переменность отдачи электроэнергии. Она зависит от изменчивости напора и расхода [5].

Мощность ГЭС в любой момент времени равна

$$P_{ГЭС} = 9,81\eta H_{ГЭС} Q_{ГЭС}, \quad (2.8)$$

где $H_{ГЭС}$ – текущий напор ГЭС; η – КПД станции; $Q_{ГЭС}$ – расход,

$$Q_{ГЭС} = Q_{вдх} \pm Q_{быт}, \quad (2.9)$$

т. е. расход обусловлен бытовой приточностью ($Q_{быт}$) и расходом регулирования водохранилища ($Q_{вдх}$).

В любой момент t периода T мощность всех ТЭС системы зависит от мощности ГЭС и может быть определена по балансовому соотношению мощностей в системе:

$$P_{ГЭС t} = P_{нагр t} - \sum P_{ТЭС t}, \quad (2.10)$$

где $P_{нагр}$ – заданные нагрузки системы с учетом потерь мощности в сети.

Если экономичность режима системы определена ее издержками, то получим уравнение, в которое входит величина расхода $Q_{вдх}$, определяющая режим водохранилища, т. е.

$$I_{Ct} = \sum C_t B_t \times \\ \times \left[P_{нагр t} - \sum 9,81 \eta_j H_{ГЭС j} (Q_{вдх j} \pm Q_{бьт j}) \right] \Delta t \Rightarrow \min. \quad (2.11)$$

Параметрами регулирования могут стать также сток водохранилища и уровень верхнего бьефа.

Чем больше отношение емкости водохранилища к объему приточности, тем больше оно имеет возможность обеспечить независимость режима ГЭС от режима речного стока. По мере сработки водохранилища энергетическая ценность каждого кубометра остающейся в нем воды будет снижаться.

Свойства ГЭС

Высокая маневренность. Гидротурбины ГЭС легко воспринимают толчки нагрузки практически любой интенсивности. Время, необходимое для пуска агрегата и включения в сеть на холостом ходу, обычно не превышает 40...50 с. Столько же времени требуется и для набора полной нагрузки. Все это позволяет легко использовать агрегаты ГЭС как для рабочих мощностей и покрытия переменной части графика нагрузки, так и в качестве нагрузочного и аварийного резервов станции и системы.

Высокая надежность. Как показывает опыт эксплуатации, аварийность агрегатов ГЭС значительно ниже аварийности агрегатов любых других электростанций.

Возможности использования в качестве источника реактивной мощности. Агрегаты ГЭС в общем случае могут быть использованы с этой целью в качестве синхронных компенсаторов.

Почти полное отсутствие зависимости ее эксплуатационных издержек от режима работы и от количества вырабатываемой ею электроэнергии. При этом эксплуатационные издержки ГЭС и себестоимость на каждый выработанный 1 кВт · ч в несколько раз меньше, чем на ТЭС.

Расчеты использования ГЭС в системе. Как уже было сказано, в РГР рассматривается ГЭС годового регулирования стока и ее режим определен бытовой приточностью и режимом использования водных ресурсов водохранилища за год. Существует четыре характерных периода ее работы в системе, которые зависят от гидрографа реки (рис. 2.1), объема водохранилища и требований системы.

1. Период сработки водохранилища, характерный для зимней межени. ГЭС работает в пиковой части графика нагрузки системы. Несет нагрузочный и аварийный резерв, если это предусмотрено балансом мощности системы. Ведет суточное и недельное регулирование мощности. Ее выработка электроэнергии определяется в соответствии с правилами использования водных ресурсов водохранилища.

2. Период заполнения водохранилища. Обычно в этот период ГЭС с годовым регулированием работают в базе графика нагрузки системы с максимальной располагаемой мощностью. Главная задача в этот период – получить максимум выработки электроэнергии. Резервные функции с ГЭС снимаются.

3. Период холостых сбросов – ГЭС работает с максимальной располагаемой мощностью и не несет резервов. Она не может пропустить через свои турбины всю приточность, и часть воды сбрасывается.

4. Период работы на бытовом стоке без сработки водохранилища, заполненного в период паводка. Это обычно летнее-осенняя межень. ГЭС работает в полупике, а затем и в пике графика нагрузки.

Стремясь получить от ГЭС максимальную экономическую эффективность, необходимо строить ее режим работы, исходя из всего цикла регулирования. Во время сработки водохранилища ГЭС годового регулирования обычно расположена в верхней части графика нагрузки и осуществляет суточное регулирование. Чем меньше относительный объем водохранилища и больше бытовые расходы, тем ниже в графике нагрузки расположена ГЭС. В период холостых сбросов, чтобы избежать неоправданной потери дешевой энергии, гидроэлектростанция

работает с наибольшей возможной мощностью (включая резервы) и в связи с этим обычно расположена в базе графика нагрузки системы. В этот период режим работы ГЭС зависит исключительно от гидрологических условий и не зависит от режима ее работы в последующий период.

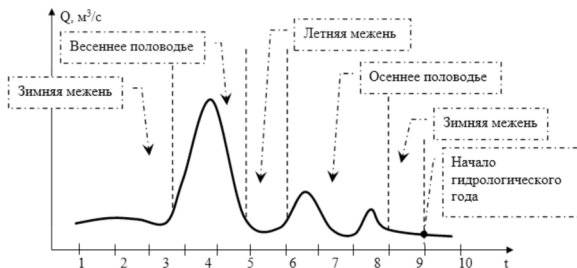


Рис. 2.1. Характер гидрографа реки

На рис. 2.2, *a* показан типичный случай участия ГЭС годичного регулирования в балансе мощности энергосистемы, когда гидрологические условия близки к условиям расчетной обеспеченности маловодного года, а на рис. 2.2, *б* — к условиям повышенной водности. На этих рисунках вопросы размещения резервов и ремонтов для простоты не отражены.

Гидроэлектростанция с водохранилищем годового регулирования создает благоприятные условия для использования ее мощности в качестве резервов системы. Если мощность ГЭС достаточно велика по отношению к мощности энергосистемы, то она может выполнять функцию нагрузочного резерва системы. Исключением является лишь период работы ГЭС во время паводков. Если при этом ГЭС обладает достаточно большим полезным объемом водохранилища, то на ней может быть размещена часть аварийного резерва системы. Во время паводков аварийная резервная мощность ГЭС включена в рабочую (рис. 2.2, *б*) и резерв осуществляет ГЭС.

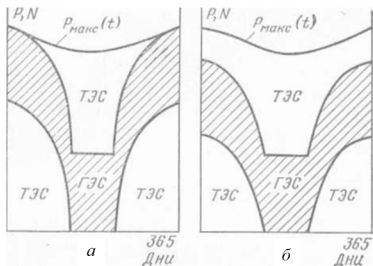


Рис. 2.2. Годовой режим работы ГЭС годового регулирования в различных условиях водности

Балансы мощности и энергии ЭЭС учитывают размещение всех видов резервов на электростанциях. В предпаводковый период при наличии достоверного прогноза паводка резервный аварийный объем водохранилища естественным образом срабатывается, что позволяет получить дополнительную энергию и уменьшить холостые сбросы. Установка на ГЭС годового регулирования ремонтного резерва, как правило, экономически неоправдана, поскольку он требует дополнительного объема водохранилища. Дублирующая мощность может одновременно служить стационарным аварийным и ремонтным резервом для самой ГЭС, что позволит несколько уменьшить общий резерв ЭЭС.

Методика расчетов режима ГЭС с использованием интегральной кривой нагрузки (ИКН)

Ниже приведена методика выполнения расчетов по размещению ГЭС в балансах системы.

Использовать ГЭС с выработкой электроэнергии меньшей, чем заданная, невыгодно, поэтому в балансе мощности используется величина $\mathcal{E}_{ГЭС} = \mathcal{E}_{ГЭС \text{ зад}}$, или максимально близкая к ней. Несмотря на ограничение ГЭС по выработке, тепловые станции, имеющиеся в составе энергосистемы, обладают относительно меньшими регулирующими возможностями, в связи с чем проблематично загружать эти станции на работу в период пиковых нагрузок ЭЭС. Логично для этой

цели использовать возможности ГЭС, для чего надо отыскать некий баланс, при котором будет выполнено ограничение по заданной суточной потенциальной энергии и в то же время использованы регулирующие возможности ГЭС в пиковые часы энергосистемы. Для этого нужно составить интегральную энергетическую характеристику (табл. 2.6, рис. 2.3). Кривая *l* построена для электропотребления по расчетному ГН.

Таблица 2.6

Интегральная энергетическая характеристика

Прогноз	По возрастанию	ΔP	Число часов выработки мощности	W	ΔW
P_0	P_1^{\min}	$\Delta P_1 = 0$	$T_1 = 24$	$W_1 = P_1^{\min} T_1$	0
P_1	P_2	$\Delta P_2 = P_2 - P_1^{\min}$	$T_2 = 23$	$W_2 = W_1 + \Delta P_2 T_2$	$W_2 - W_1$
...
P_i	P_j	$\Delta P_j = P_j - P_{j-1}$	T_j	$W_j = W_{j-1} + \Delta P_j T_j$	$W_j - W_{j-1}$
...
P_{23}	P_{24}^{\max}	$\Delta P_{24} = P_{24}^{\max} - P_{23}$	$T_{24} = 1$	$W_{24} = W_{23} + \Delta P_{24} T_{24}$	$W_{24} - W_{23}$

Примечание. $i = 0 \dots 23$ – номер часа; $j = 1 \dots 24$ – номер ранжированного значения в порядке возрастания мощности.

По оси абсцисс отложено значение электроэнергии, W , а по оси ординат – мощность ГН в порядке возрастания. Кривая *l* показывает уровень потребляемой электроэнергии в ЭС при различной мощности. На кривой отложен прямоугольный треугольник. Катеты равны энергетическим и мощностным ограничениям ГЭС. Длина катета, параллельного оси абсцисс, эквивалентна потенциальной энергии ГЭС и рассчитана по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{зад ГЭС}} - P_{\text{баз ГЭС}} \cdot 24 - P_{\text{нр}} \cdot 1, \quad (2.12)$$

где $P_{\text{нр}}$ – величина нагрузочного резерва, принимаемого в процентах от максимальной мощности (принято, что весь нагрузочный резерв размещен на ГЭС). Энергия на нагрузочный резерв учтена одним часом. Базовая мощность ГЭС учтена в течение 24 ч и зависит от требования потребителей сельскохозяйственного комплекса, т. е. от уровня нижнего бьефа.

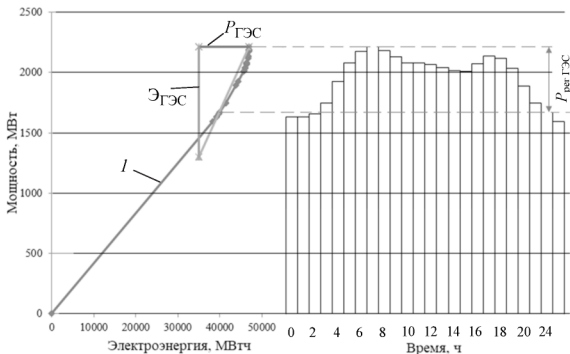


Рис. 2.3. Пример построения ИКН и треугольника загрузки ГЭС

Длина катета, параллельного оси ординат, определена из условия ограничения ГЭС по мощности и равна

$$P_{ГЭС} = P_{расп ГЭС} - P_{баз ГЭС} - P_{нр}. \quad (2.13)$$

Концы катетов соединены гипотенузой, и этот треугольник вписан в ИКН-1. Необходимо разместить треугольник так, чтобы своими вершинами он касался ИКН, это идеальный случай. Не допускается, чтобы одним из катетов треугольник пересекался с ИКН, так как в этом случае планируется загрузка ГЭС большая, чем возможно, по мощности или по электроэнергии. Если невозможно идеально вписать треугольник, необходимо расположить его таким образом, чтобы одна из вершин касалась ИКН, а другая лежала ниже ИКН, сторонами пересекая его. В этом случае будет использована не вся энергия воды или станция загружена не на максимальную рабочую мощность, но такой режим работы допустим.

Экономические показатели электрических станций

Основной характеристикой ГЭС является взаимосвязь расхода топлива $B_{ТЭС}$ и мощности $P_{ТЭС}$ – расходная характеристика. Уравнения

регрессии $B_{ТЭС}(P_{ТЭС})$ для построения расходной характеристики приведены в приложении 1 (табл. ПЗ). Расходная характеристика имеет вид

$$B_i(P) = a_{0i} + a_{1i}P + a_{2i}P^2, \quad (2.14)$$

где P – рабочая мощность станции. Из расходной характеристики можно вычислить удельный расход $\left(b_{уд i} = \frac{B_i}{P_i}\right)$ и относительный прирост $\left(e \frac{\Delta B}{\Delta P} \approx \frac{\delta B}{\delta P}\right)$. Все характеристики необходимо изобразить на одном графике с использованием двух осей ординат и нанесением ограничений по мощности (min, max) (рис. 2.4).

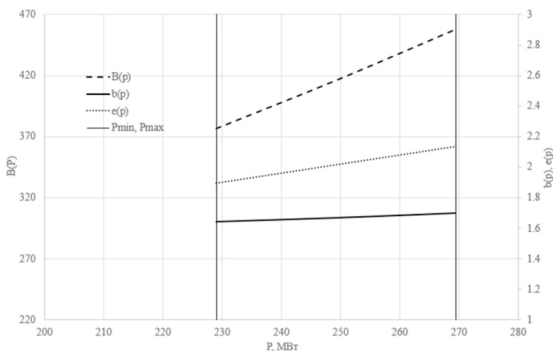


Рис. 2.4. Вид энергетических характеристик станций

Энергетические характеристики позволяют получить различные показатели экономичности режимов. Чаще всего применяют показатели удельных величин условного топлива, удельных затрат на топливо и себестоимости, относительных приростов. По себестоимости опре-

деляют, какая из станций более экономична, по удельным затратам на топливо оценивают вид применяемого топлива и его коммерческую ценность, по относительным приростам – порядок загрузки/разгрузки работающего оборудования. Надо помнить, что относительные приросты учитывают не полные затраты, а только их изменение на работающем оборудовании.

Приоритет участия тепловых станций в балансе зависит от значения ранга (N) при различных удельных показателях (табл. 2.7). Станции ранжируют трижды: по удельному расходу, цене топлива и произведению этих двух величин.

Таблица 2.7

Экономичность режима работы станции

Станция	$P(\text{cp})$	Показатель экономичности режимов			Ранг по показателям		
		Удельный расход	Цена топлива	Совокупность параметров	Удельный расход	Цена топлива	Совокупность параметров
Тип ТЭС	$0,5(P_{\max} + P_{\min})$	$b(P_{\text{cp}})$	Ц_{T}	$\text{Ц}_{\text{T}}b(P_{\text{cp}})$	$N^{b(P_{\text{cp}})}$	$N\text{Ц}_{\text{T}}$	$N\text{Ц}_{\text{T}}b(P_{\text{cp}})$
...

2.5. ОЖИДАЕМЫЙ БАЛАНС МОЩНОСТИ ЭЭС НА ПРЕДСТОЯЩИЕ СУТКИ

При расчете энергетических балансов учитывают результаты решения следующих задач.

- Оценка состояния ЭЭС.
- Определение технических возможностей производства электроэнергии на электростанциях и в системе.
- Учет требований потребителей к электроснабжению и возможности их обеспечения.

По этим данным составляют первоначальный энергетический баланс, а затем проводят оптимизацию энергетического баланса.

В РГР баланс мощности составляется как прогноз на предстоящие сутки. Необходимо для прогнозируемого суточного графика нагрузки

определить режим работы всех станций, при этом решить следующие вопросы:

- какие максимальные мощности необходимы в системе и на каких станциях;
 - какие станции и каким образом участвуют в балансе мощности.
- Состав станций;
- какие существуют в ЭЭС взаимоотношения с оптовым рынком по купле-продаже мощности и электроэнергии.

Методика составления баланса мощности ЭЭС

Баланс рабочей мощности составляется для суточного графика нагрузки. На интервале времени t баланс имеет следующий вид:

$$P_{\text{ЭЭС н } t} = P_{\text{ГЭС } t} + \sum P_{\text{ТЭС } t} \pm \sum P_{\text{покуп}} , \quad (2.15)$$

где $P_{\text{ЭЭС н } t}$ – нагрузка ЭЭС; $P_{\text{ГЭС } t}$, $P_{\text{ТЭС } t}$ – рабочие мощности станций; $P_{\text{покуп}}$ – мощность, получаемая (продаваемая) с оптового рынка.

Этапы расчета баланса. Рекомендуется составлять баланс мощности в три этапа. В первом необходимо оценить состояние. Во втором – составить баланс для рабочих мощностей. В третьем – составить баланс для рабочих и резервных мощностей.

После определения характерных мощностей каждой станции и заполнения описанных выше таблиц с построенными по ним графиками необходимо заполнить суммарный график баланса мощности. Определить базисные, регулируемые и резервные мощности. При необходимости предусмотреть закупку мощности из других энергосистем, как уже было сказано ранее. Мощность, покупаемая из других энергосистем, учитывается на протяжении всех исследуемых суток. Пример заполнения баланса мощности приведен на рис. 2.5. Заполнять такой график рекомендуется в MS Excel, используя ступенчатую гистограмму с накоплением.

Регулируемую мощность ГЭС учитывают только из диапазона мощностей, характеризующих катет мощности треугольника ИКН. Далее необходимо заполнить таблицу (табл. 2.8) с информацией о количестве резервов и участии станций энергосистемы в обеспечении этих резервов.

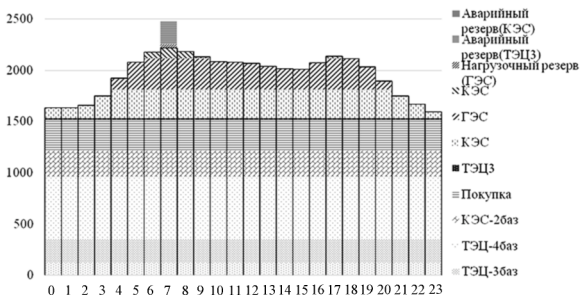


Рис. 2.5. Пример составления баланса мощности ЭЭС

Таблица 2.8

Пример размещения резервных мощностей на электростанциях

Наименование	Данные по ЭЭС	Размещение резервных мощностей, МВт				
		ГЭС	ТЭЦ-4	КЭС-2	ТЭЦ-3	Покупка
Нагрузочный резерв, МВт	$p_{\text{нагр.рез}}^{\text{ЭЭС}}$	$p_{\text{нагр.рез}}^{\text{ГЭС}}$		—	—	
Аварийный резерв, МВт	$p_{\text{авар.рез}}^{\text{ЭЭС}}$			$p_{\text{авар}}^{\text{КЭС-2}}$	$p_{\text{авар}}^{\text{ТЭЦ-3}}$	
в том числе:						
горячий 5 %	$0,05 p_{\text{авар.рез}}^{\text{ЭЭС}}$			$0,05 p_{\text{авар}}^{\text{КЭС-2}}$	$0,05 p_{\text{авар}}^{\text{ТЭЦ-3}}$	
холодный 95 %	$0,95 p_{\text{авар.рез}}^{\text{ЭЭС}}$			$0,95 p_{\text{авар}}^{\text{КЭС-2}}$	$0,95 p_{\text{авар}}^{\text{ТЭЦ-3}}$	

2.6. ОЖИДАЕМЫЙ БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Баланс электроэнергии составляют для периодов от месяца до нескольких лет на основании данных, полученных в балансе мощности. По балансу электроэнергии решаются следующие задачи.

- Определение объема производства электроэнергии по ЭЭС и электростанциям (МВт · ч).
- Определение величины закупки необходимой электроэнергии из других ЭЭС или предложения по продаже избытков электроэнергии.
- Определение необходимых запасов органического топлива.
- Планирование технико-экономических показателей (себестоимость, затраты на топливо).
- Планирование коммерческих показателей (рентабельность производства, доходы, прибыль).

На основании баланса мощностей определяют выработку электроэнергии по станциям $\mathcal{E}_{it} = \sum_t \mathcal{E}_{it} \Delta t$ (табл. 2.9). По этим величинам рас-

считывают суточный расход и стоимость топлива $B_{it} = \sum_t B_{it} \Delta t = \sum_t b_{itуд} P_{it} \Delta t$, $C_T = \sum_t B_{it} c_{it}$. Величины в формулах получают из энер-

гетических характеристик станций и из баланса мощности.

Заявленная плановая величина закупаемой электроэнергии в дефицитной системе всегда отличается от фактической покупки за счет случайных факторов. Можно эти отклонения определить по вероятностным погрешностям прогноза ГН.

Рассчитывают затраты/доход от коммерческих взаимоотношений с оптовым рынком (ОР), равные $\pm D = \pm \mathcal{E}_{ОР} c_{ОР}$. Цены ОР можно взять из общедоступных данных сети Internet [6].

Для оценки энергетической загрузки станций, планирования их топливных запасов и расчета топливных издержек рекомендуется составить табл. 2.9.

Перед каждым сутками энергосистемой на оптовый электроэнергетический рынок формируется заявка, в которую вносятся показатели, указанные в табл. 2.10.

Таблица 2.9

Потребности станций в топливных ресурсах

Наименование величины	Наименование станции			Данные по ЭЭС
	ТЭЦ-1	КЭС-2	ТЭЦ-3	
Ожидаемая выработка электроэнергии, МВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{ож } i} = \sum P_{ij}^{\text{ТЭС } i} \Delta t_{ij}$			Сумма показателей по всем ТЭС
Выработка электроэнергии по заданным ограничениям, МВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{min } i} = P_{\text{баз}}^{\text{ТЭС } i} \cdot 24$			
Удельные расходы топлива, г у.т/кВт · ч	$b_{\text{уд}}^i$			
Расход топлива на плановую выработку электроэнергии, т	$Q_i = \mathcal{E}_{\text{ож } i} b_{\text{уд}}^i$			
Расход топлива с учетом страхового запаса, т	$3Q_i$			
Цена топлива, руб/т	$\mathcal{C}_{\text{т } i}$			
Издержки на топливо, руб	$I_i = \mathcal{C}_{\text{т } i} Q_i$			
Удельные издержки на э/э, руб/МВт · ч	$I_i = I_i / \mathcal{E}_{\text{ож}}$			

Таблица 2.10

Баланс электроэнергии на предстоящие сутки, заявленный системой на оптовый электроэнергетический рынок

Наименование величины	МВт · ч
Ожидаемое электропотребление по системе, МВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \sum P_t^{\text{ЭЭС}} \Delta t$
Покупная э/э, МВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{покуп}}$
Возможная для продажи э/э, МВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{изб}}$

Наименование величины		МВт · ч
Всего: выработка э/э электростанциями системы, МВт · ч, в том числе:	ТЭЦ-1	$\mathcal{E}_{\text{ож } i}^{\text{ЭС}}$
	КЭС-2	
	ТЭЦ-3	
	ГЭС	
Потери, 10 % от общего производства, МВт · ч		$0,1\mathcal{E}_{\text{ож}}$
Стоимость покупной э/э, руб.		$\mathcal{C}_{\text{покуп}}$
Возможные отклонения: выработка э/э от плана ЭЭС	Средние, МВт · ч	Из п. 1 табл. 1.3 (СКО)
	Средние, %	
Удельные издержки на э/э, руб/МВт · ч, топливная составляющая	ТЭЦ-1	Из табл. 2.9
	КЭС-2	
	ТЭЦ-3	

Стоимость электроэнергии (руб/МВт · ч) определяется самостоятельно по текущей стоимости электроэнергии в бытовом секторе заданного региона.

2.7. ПЛАНОВЫЕ ГРАФИКИ МОЩНОСТЕЙ И ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

На основании баланса мощности системы формируются плановые графики для **каждой** станции с указанием **базовой, располагаемой, установленной и рабочей** мощности. На графиках указываются диапазоны связанной и регулируемой мощности станций на сутки (рис. 2.6). Необходимо знать определения параметров мощностей, указанных на графике станции.

После выполнения второго раздела РГР студент должен свободно владеть и оперировать следующими понятиями и терминами: *установленная, связанная, располагаемая, базовая, запертая и регулируемая мощность; аварийный и нагрузочный резерв; ИКН; дефицит/избыток активной мощности; расходная характеристика; относительный прирост.*

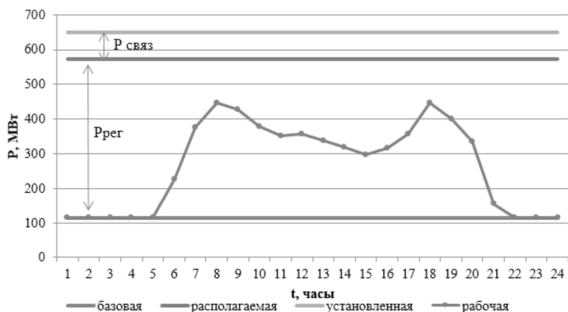


Рис. 2.6. Пример графика загрузки станции

Кроме того, студент должен отвечать на следующие вопросы:

- почему установленная и располагаемая мощности не равны друг другу?
- какие существуют ограничения мощности и почему?
- какие функции выполняет станция в ЭЭС?
- может ли плановый график мощности отличаться от фактического?
- может ли станция воспринимать случайные изменения нагрузки в ЭЭС? За счет чего это происходит?

3. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС

При составлении балансов мощности необходимо оптимально определять доли участия в них электрических станций. Слово «оптимальный» подразумевает сравнительную оценку – по принятому критерию оптимальности. Это может быть цена, издержки, показатели надежности и др. В РГР рассматривается задача оптимального распределения графика нагрузки между станциями системы по критериям минимума издержек $I = \min$ и минимум расхода топлива $B = \min$.

3.1. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАФИКА НАГРУЗКИ МЕЖДУ СТАНЦИЯМИ СИСТЕМЫ

Для гидротепловой системы задача оптимизации достаточно сложна, поэтому часто ее рассматривают по частям. Сначала для ТЭС строят их суммарную характеристику относительных приростов издержек, а затем распределяют нагрузку между ГЭС и ТЭС. В РГР решается только задача распределения нагрузки между тепловыми станциями [1, 2, 4].

В этой части РГР стоит задача оптимального распределения нагрузки между станциями системы с использованием метода относительных приростов.

Рассматривается простейшая система, которая содержит три тепловые электростанции и один узел концентрированной нагрузки (рис. 3.1). Необходимые для расчетов параметры режима заданы в РГР. Это ГН, характеристики относительных приростов ТЭС, режимные ограничения по мощностям станций.

Ниже приведена методика выполнения данного пункта.

1. Из графика нагрузки, полученного в п. 2, вычитают мощность, не относящуюся к тепловым станциям: мощность закупки, ГЭС (с учетом нагрузочного резерва).

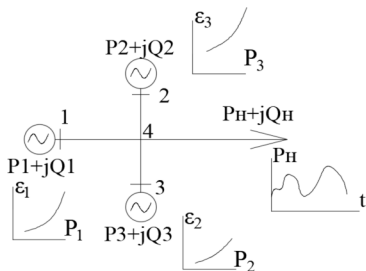


Рис. 3.1. Расчетная схема системы для оптимизации

P , Q – активная и реактивная мощности; ϵ – относительный прирост; $P_{\text{нагр}}$ – активная мощность нагрузки

2. Строят характеристики относительных приростов тепловых станций.

3. Строят суммарную характеристику относительных приростов всех станций. Построение начинают с точки минимального относительного прироста расхода топлива всех станций. Для этой точки суммируют мощности по каждой станции. Необходимо помнить, что станция, характеристика которой находится выше/ниже заданной точки, все же входит в суммарный график, так как она должна выдать базовое значение мощности (минимальное ограничение) и не может выдать больше располагаемой (максимальное ограничение) мощности. Суммарный график строят по точкам пересечения характеристик относительно мощности для каждой из характеристик.

4. Для каждого часа распределяют нагрузку на основе суммарной характеристики.

5. Обратный ход. По точке, соответствующей суммарной мощности в каждый час графика нагрузки, на суммарной характеристике с помощью трассировки определяют загрузку каждой из станции и ее относительный прирост (рис. 3.2, табл. 3.1).

6. После того как определена мощность каждой станции, строят суммарные оптимизированные графики загрузки тепловых электрических станций (рис. 3.3).

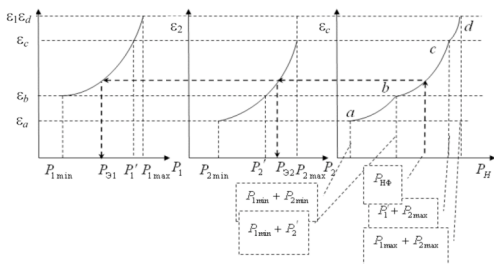


Рис. 3.2. Построение суммарной характеристики относительных приростов

Таблица 3.1

Пример распределения нагрузки между станциями системы без учета потерь мощности в сетях

t	$P_{\text{нагр}}$	$\varepsilon_{\text{сум}}$	$P_{\text{ТЭЦ-3}}$	$P_{\text{ТЭЦ-4}}$	$P_{\text{КЭС-5}}$
1					
...					

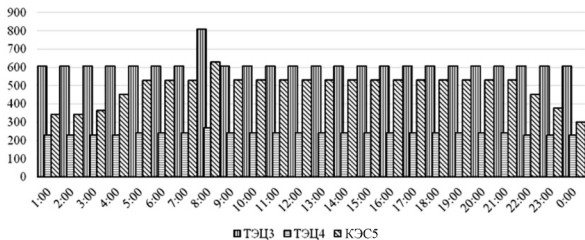


Рис. 3.3. Иллюстрация распределения суточного графика нагрузки между станциями системы

В завершение расчетов производят сравнение первоначального распределения нагрузки с оптимальным. Полученные результаты оптимизации необходимо объяснить.

Требуется аналогично выполнить оптимизацию загрузки станций по критерию минимальных издержек на топливо, дать сравнительный анализ влияния критерия оптимизации на полученное решение.

4. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ СТАНЦИИ МЕТОДОМ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Динамическое программирование (ДП) относится к методам нелинейного программирования, но выделяется в отдельную категорию. Метод ДП не содержит стандартных алгоритмов. Он позволяет решать задачи с дискретными переменными, многоэкстремальные задачи и даже задачи при разрывах функции.

Ниже приведен численный пример для лучшего понимания процесса оптимизации методом динамического программирования. Необходимо распределить часовую нагрузку ГЭС между ее агрегатами ($n = 3$), чтобы получить минимум расхода воды $Q_{\text{ГЭС}}$.

Даны расходные характеристики агрегатов $Q_j(P_j)$, $j = n$; установленная мощность каждого агрегата 30 МВт, характеристики агрегатов (условные) приведены в табл. 4.1.

$$Q_{\text{ГЭС}} = \sum_{j=1}^n Q_j(P_j) \rightarrow \min. \quad (4.1)$$

Требуется построить оптимальную характеристику станции в пределах изменения мощности $0 \leq P \leq 90$ МВт с шагом $\Delta P = 10$ МВт.

Таблица 4.1

Характеристики агрегатов $Q(P)$

Мощность	Номер агрегата		
	Q_1	Q_2	Q_3
0	0	0	0
10	20	18	21
20	25	23	22
30	30	27	24

Расчет характеристики

Задаем любую очередность использования агрегатов, например $i = 1, 2, 3$. На станции установлено три агрегата, поэтому построение характеристики выполняем тремя шагами. Для конкретного примера единицы измерения величин в расчетах не приведены.

Первый (I) шаг оптимизации. На этом шаге $i = 1$, а уравнение (4.1) примет вид

$$Q_I^{\text{ЭК}}(P_I^{\text{ЭК}}) = \min\{Q_I(P_I)\}.$$

Следовательно, характеристика первого шага оптимизации – это характеристика первого агрегата.

На втором (II) шаге $j = 1, 2$, и уравнение (4.1) будет иметь вид

$$Q_{II}^{\text{ЭК}}(P_{II}^{\text{ЭК}}) = \min\{Q_2(P_2) - Q_I^{\text{ЭК}}(P_{\text{СТ}} - P_2)\}.$$

Результаты вариантных расчетов показаны в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Характеристика $Q_{II}^{\text{ЭК}}(P_{II}^{\text{ЭК}})$

Эквивалентный расход воды шага I					
Q_2	P_2	0	20	25	30
		Эквивалентная мощность шага I			
		0	10	20	30
0	0	<u>0</u>	20	25	30
18	10	<u>18</u>	38	43	48
23	20	<u>23</u>	43	<u>48</u>	<u>53</u>
27	30	<u>27</u>	47	52	<u>57</u>

Пример заполнения табл. 4.2 покажем для $P_{\text{СТ}} = 30$ МВт. Эта мощность по-разному может быть распределена между агрегатами 1 и 2:

$$\begin{array}{lll}
 P_1 = 30, & P_2 = 0, & Q = 30, \\
 P_1 = 20, & P_2 = 10, & Q = 25 + 18 = 43, \\
 P_1 = 10, & P_2 = 20, & Q = 20 + 23 = 43, \\
 P_1 = 0, & P_2 = 30, & Q = 27.
 \end{array}$$

Результаты всех вариантов распределения мощности $P_{\text{ст}} = 30$ между агрегатами показаны в выделенных клеточках. Наилучшим является вариант $P_1 = 0, P_2 = 30$. Для него расход равен 27 (он в таблице подчеркнут).

Аналогично заполняется вся таблица для других значений $P_{\text{ст}}$. Оптимальной будет характеристика, для которой получен наименьший расход воды при $P_{\text{ст}} = \text{const}$.

На третьем (III) шаге оптимизации $i = 1, 2, 3$, и

$$Q_{\text{III}}^{\text{ЭК}}(P_{\text{III}}^{\text{ЭК}}) = \min \{ Q_3(P_3) - Q_{\text{II}}^{\text{ЭК}}(P_{\text{ст}} - P_3) \}.$$

В табл. 4.3 заносится оптимальная характеристика второго шага $Q_{\text{II}}^{\text{ЭК}}(P_{\text{II}}^{\text{ЭК}})$ и характеристика подключаемого третьего агрегата $Q_3(P_3)$. Оптимальные варианты распределения мощности станции между ними подчеркнуты.

Таблица 4.3

Характеристики $Q_{\text{III}}^{\text{ЭК}}(P_{\text{III}}^{\text{ЭК}})$

		Эквивалентный расход воды шага II						
Q_3	P_3	0	18	23	27	48	53	57
		Эквивалентная мощность шага II						
		0	10	20	30	40	50	60
0	0	<u>0</u>	<u>18</u>	23	27	48	53	57
21	10	21	39	44	48	69	74	78
22	20	<u>22</u>	40	45	49	70	75	79
24	30	<u>24</u>	<u>42</u>	<u>47</u>	<u>51</u>	<u>72</u>	<u>77</u>	<u>81</u>

Обратный ход

Для того чтобы определить, какие агрегаты и с какой мощностью должны работать, необходимо составить таблицу обратного хода (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Данные для «обратного хода»

$P_{ст}$	P_1	P_2	P_3	$Q_{сум}$
10	0	10	0	18
20	0	0	20	22
30	0	0	30	24
40	0	10	30	42
50	0	20	30	47
60	0	30	30	51
70	20	20	30	72
80	30	20	30	77
90	30	30	30	81

План использования агрегатов

Оптимальный план получается на основании табл. 4.4 «обратным ходом», т. е. от последнего подключаемого агрегата $i = 3$ к первому.

Допустим, $P_{ст} = 70$, тогда из таблицы 4.3 имеем $P_3 = 30$ при $Q = 72$, оставшаяся мощность агрегатов 1 и 2 будет $70 - 30 = 40$. Находим в таблице 4.2 ячейку для $P_{ст} = 40$ при $Q = 48$ и определяем мощность второго агрегата $i = 2$, $P_2 = 20$ и мощность первого агрегата $i = 1$, $P_1 = 20$. Таким образом,

$$P_{ст} = P_3 + P_2 + P_1 = 30 + 20 + 20 = 70.$$

В приложении 3 приведено задание по оптимальному распределению нагрузки между агрегатами ГЭС с использованием метода динамического программирования.

5. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЭС

Общие положения. Плановый баланс мощности и электроэнергии подвергается корректировке в режиме реального времени. План никогда не будет выполнен с абсолютной точностью. В РГР рассматриваются некоторые случайные возмущающие воздействия, требующие принятия решения, обеспечивающего поддержание баланса мощности и электроэнергии в системе.

При прогнозировании ГН рассчитаны погрешности, которые дают оценку его возможных изменений. Часть изменений воспринимает регулирующая станция, в РГР этой станцией выступает ГЭС. Это означает, что ее нагрузка и выработка электроэнергии могут изменяться на величину погрешности (можно использовать средние погрешности $\Delta_{ГЭС}$) $\pm \Delta_{ГЭС} = \pm \Delta_{ГЭС} \mathcal{E}_{пл. ГЭС}$.

Могут быть изменены ограничения по теплофикационному режиму ТЭЦ, например, от изменения температуры наружного воздуха. ГН подвержен регулярному изменению в зависимости от поведения потребителей и $\pm \Delta P_{ЭЭС} = \pm \Delta_{ЭЭС} P_{пл. ЭЭС}$, причем в любой час суток. Для этого существует нагрузочный резерв, покрывающий случайные изменения нагрузок. При этом используют оперативный резерв системы.

В РГР в качестве особого случая для каждого варианта предусмотрено случайное воздействие, тип которого задан в соответствии с вариантом (приложение 1). Необходимо обосновать изменение типовых мощностей станций из-за произошедшего случайного воздействия.

В рамках работы со случайным воздействием предложено дать все возможные пояснения по воздействию и заполнить график баланса мощности. Если случайное воздействие изменяет режим работы ГЭС, необходим пересчет ИКН и изменение вписывания ГЭС в баланс мощности графика нагрузки.

В пояснительную записку необходимо включить таблицу с указанием типовых мощностей станций, пересчет ИКН, заполнение графика нагрузки с соответствующим рисунком и таблицей.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РГР

В заключении должны быть приведены основные выводы по всем разделам проекта.

Вопросы к защите расчетно-графического задания (кроме вопросов из п. 1 и 2)

1. Для чего необходимы прогнозы ГН и электропотребления?
2. Как производится выборка информации для прогнозов из базы данных?
3. Как оценить достоверность прогноза?
4. В чем отличие допустимого плана от оптимального?
5. Какие свойства и параметры электрических станций необходимо знать для составления баланса мощностей ЭЭС?
6. Каковы виды резервных мощностей и как резерв распределяется по электрическим станциям?
7. Какие особенности характерны для ГЭС при их работе в ЭЭС?
8. Как связаны балансы мощностей и электроэнергии ЭЭС?
9. Какую роль играют случайные воздействия для энергетических балансов?
10. Можно ли управлять режимами ЭЭС без плановых энергетически балансов?

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

РГР выполняется студентом по индивидуальному заданию.

1. *Цель расчетно-графической работы* – приобретение практических навыков решения задачи управления режимами ЭЭС, которые позволят более полно изучить и усвоить материал лекций.

2. *Требования к оформлению:*

- наличие титульного листа;
- работа оформлена в виде пояснительной записки, с обоснованием принимаемых решений;
- результаты расчетов представлены в табличной и графической форме;
- в конце работы сформулировано заключение по принятым решениям;
- приведен список литературы.

3. *Разделы расчетно-графического задания*

1. Прогнозирование графика нагрузки (ГН) и электропотребления (Э).
2. Оценка доли участия электрических станций в энергетических балансах ЭЭС.
3. Планирование баланса мощности системы.
4. Определение объема выработки электроэнергии в ЭЭС.
5. Определение ГН станций, участвующих в энергетическом балансе ЭЭС.
6. Оптимизация распределения нагрузки между станциями в ЭЭС.
7. Управление электрическим режимом ЭЭС с учетом влияния на баланс мощности случайных факторов.
8. Общее заключение по всем разделам.

Все необходимые исходные данные представлены в табл. П1, П2 и П3.

Календарная дата планирования (выдается преподавателем).

Статистические данные для расчетов – данные на электронном курсе в Dispace/курс-электроэнергетические системы и управление ими/Методические указания по выполнению всех видов работ/данные.xlsx

Вариант случайного воздействия, установленные мощности станций, суточная выработка ГЭС, цены топлива и мощностных ограничений станции и прочие данные зависят от календарной даты планирования.

Таблица ПП

Исходные данные

Исходные данные, дата прогноза		Месяц											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Установленные мощности станций, МВт													
ТЭЦ-1	-	1200	1050	900	750	600	460	400	550	750	900	1050	1100
КЭС-2	1-10	750	600	550	450	350	250	250	350	450	550	650	700
ТЭЦ-3	11-20	450	450	350	300	250	150	150	200	300	350	400	500
ТЭЦ-4	-	1400	1250	1050	900	700	550	450	650	850	1050	1200	1300
КЭС-5	-	850	750	650	500	400	300	250	400	500	350	750	850
ГЭС		500	600	700	800	900	1000	950	850	750	650	550	450
Суточная выработка ГЭС, млн кВт · ч		6,00	7,00	7,50	8,00	9,00	10,00	10,00	9,50	8,50	7,50	6,50	5,00
Варианты случайных воздействий		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	5
Цена топлива, руб/т у.т.													
ТЭЦ-1	-	700	830	600	800	930	780	730	860	850	740	670	1000
КЭС-2	1-10	800	1000	740	690	700	840	910	700	760	870	830	640
ТЭЦ-3	11-20	900	900	950	1000	850	950	970	760	980	680	580	790
ТЭЦ-4	-	750	680	690	690	810	690	690	670	910	690	790	680
КЭС-5	-	850	750	850	970	580	870	730	960	890	850	980	850

Таблица П2

Исходные данные (ограничения выработки станций)

Дата прогноза	Наименование станции	Ограничения по базовой мощности, % от располагаемой	Ограничения по связанной мощности, % от установленной				Ограничения по запертой мощности, % от установленной
			по техническому состоянию	по качеству топлива	по текущим ремонтам		
1-10	ТЭЦ-1	75	5	3	10	-	
	КЭС-2	-	10	1	7	5	
	ТЭЦ-3	85	8	8	-	-	
	ГЭС	20	7	-	5	-	
11-20	КЭС-2	-	8	2	10	-	
	ТЭЦ-3	85	9	1	-	-	
	ТЭЦ-4	80	3	2	8	5	
	ГЭС	15	3	-	5	-	
21-31	ТЭЦ-3	80	6	4	9	-	
	ТЭЦ-4	80	8	2	5	-	
	КЭС-5	-	10	6	3	-	
	ГЭС	15	8	-	-	5	

Коэффициенты расходных характеристик

Наименование объекта	a_0	a_1	a_2
ТЭЦ-1	50	0,45	0,002
КЭС-2	57	0,39	0,0015
ТЭЦ-3	100	0,52	0,003
ТЭЦ-4	110	0,37	0,003
КЭС-5	130	0,62	0,004

Случайные воздействия на энергетические балансы ЭЭС

1. Аварийное отключение крупнейшего промышленного потребителя.
2. Изменение метеорологических факторов (повышенная облачность, туманность).
3. Аварийное отключение одной из линий связи ГЭС.
4. Изменение метеорологических факторов (резкое похолодание для зимы/резкое потепление для лета).
5. Изменение объема покупной (проданной) электроэнергии.
6. Изменение величины транзитных потоков мощности.
7. Аварийное снижение мощности на одной из электростанций.
8. Дефицит топлива на одной из станций.
9. Уменьшение (увеличение) выработки электроэнергии ГЭС.
10. Работа автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Деление энергосистем. Потеря межсистемной связи.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Задание

1. Получить модели прогнозирования, используя данные за 30 месяцев (точки 1 – 30):
 - а) суммарных потерь электрической энергии в сетях;
 - б) потерь энергии в сетях различных классов напряжения.Оценить качество построенных моделей.
2. Составить прогнозы по полученным моделям, используя данные за 6 месяцев (точки 31 – 36). Оценить качество прогнозов.

Этапы выполнения задания

1. Вероятностный анализ исходных данных.
 - 1.1. Определить математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение исследуемых величин на заданных временных интервалах.
 - 1.2. Построить гистограммы отклонений исследуемых величин от средних значений (в относительных единицах).
 - 1.3. Определить коэффициенты взаимной корреляции между суммарными потерями мощности в сети (их составляющими) и составляющими баланса энергии (выработкой на различных станциях, электропотреблением, межсистемными перетоками). Сделать выводы о возможности построения регрессионных моделей прогнозирования.
2. Получение и оценка возможных регрессионных моделей прогнозирования суммарных потерь энергии и их составляющих.
3. Получение и оценка моделей прогнозирования суммарных потерь энергии с помощью временных рядов.
 - 3.1. Выделить тренд исходных временных рядов.
 - 3.2. Получить модель сезонной составляющей исходных временных рядов.
 - 3.3. Получить модель случайного шума (как среднее квадратическое отклонение остатков) исходных временных рядов.
 - 3.4. Получить полную модель временного ряда.
4. Оценка качества прогнозов. Анализ моделей.
 - 4.1. Оценить и сопоставить качество прогнозов по рассмотренным моделям.
 - 4.2. Рекомендовать области применения для каждой из рассмотренных моделей.

Исходные данные

Месяц	Выработка, МВт · ч						ТЭС-1	Суммарное потребление	Перетоки		Потери
	ЭЭС	ГЭС _{сум}	ГЭС-1	ГЭС-2	ТЭС _{сум}	ЭЭС-1			ЭЭС-2		
1	3782,5	1413,2	948,9	464,3	2369,3	779,6	3713,73	107	130	305,77	
2	3392,9	1178,2	841,5	336,7	2214,7	776	3526,66	303	85	254,24	
3	3630,1	1167,7	905,8	261,9	2462,4	878,9	4009,41	411	179	210,69	
4	3867,5	1037,52	887,7	149,82	2829,98	832,8	4291,32	401	257	234,18	
5	3745,5	1829,1	1108,3	720,8	1916,4	731,9	4323,69	573	172	166,81	
6	4101,5	2599,3	1323	1276,3	1502,2	527,9	5145,91	220	985	160,59	
7	4448,1	2726,4	1339,8	1386,6	1721,7	714,4	5511,05	230	999	166,05	
8	4390,3	2744,5	1488,1	1256,4	1645,8	700,8	5472,95	283	964	164,35	
9	4324,6	2726,7	1443,5	1283,2	1597,9	689,6	5270,93	72	1047	172,67	
10	4459,7	2449,6	1289	1160,6	2010,1	689,6	5150,07	28	861	198,63	
11	4442	2185,3	1219,4	965,9	2256,7	823,4	5400,1	824	365	230,9	
12	4596	2183,8	1539,7	644,1	2412,2	867,1	5133,03	115	672	249,97	
13	4531,8	2128,3	1594,8	533,5	2403,5	810,2	5016,65	192	595	302,15	
14	4062,1	1801,5	1394,6	406,9	2260,6	830,9	4496,58	223	476	264,52	
15	4383,9	1982,5	1740,6	241,9	2401,4	919,5	5036,16	641	257	245,74	
16	3890,9	1706,2	1566,8	139,4	2184,7	855,6	4169,94	86	376	182,96	
17	3453,7	1591,4	1264,7	326,7	1862,3	733,4	3929,46	164	462	150,24	

18	3840	2296,3	1300,9	995,4	1543,7	681,2	4639,81	21	915	136,19
19	4518,9	3020,7	1530,2	1490,5	1498,2	611,46	5806,41	96	1350	158,49
20	4564,1	3108,4	1616,9	1491,5	1455,7	637,9	5916,42	62	1464	173,68
21	4331,9	2698,9	1561,6	1137,3	1633	674,1	5429,8	59	1221	182,1
22	4748,1	2900,5	1451,7	1448,8	1847,6	653,2	5701,73	51	1133	230,37
23	4297,8	2087,1	1312,1	775	2210,7	812,8	5138,17	213	890	262,63
24	4525,7	2042,3	1430,8	611,5	2483,4	921,6	5609,9	436	958	309,8
25	4585,9	2399,2	1711,7	687,5	2186,7	861,7	5037,62	191,76	595,27	335,31
26	4227,7	2090,4	1568,5	521,9	2137,3	868,36	6099,6	848,3	1307,1	283,5
27	3861,3	1671,04	1282,1	388,94	2190,26	906	5473,66	855,72	1017,5	260,86
28	3704,9	811,34	451,8	359,54	2893,56	915,3	5423,39	871,57	1040,3	193,38
29	3969,6	2186,26	1304,2	882,06	1783,34	749,9	4400,23	163,49	434,94	167,8
30	4062,2	2490,8	1480,5	1010,3	1571,4	691,5	5507,92	266,82	1324,5	145,6
31	4854,5	3623	2495,9	1127,1	1231,5	569,59	6577,71	376,3	1499,7	152,79
32	4753,3	3856,9	2465,9	1391	896,4	396,05	6310,26	45,78	1683,2	172,02
33	3879,4	2861,2	1953,9	907,3	1018,2	435,35	6149,15	819,86	1653,3	203,41
34	4418,4	2744,82	1764,8	980,02	1673,58	607,36	6511,76	720,86	1615,2	242,7
35	4382,1	2649,82	1669,8	980,02	1732,28	607,36	6703,31	998,74	1597,1	274,63
36	5098,2	2375,21	1653,9	721,31	2722,99	799,22	7931,32	1160,9	1999,7	327,48

Потери электроэнергии, МВт · ч

Месяц	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	6-10 кВ	0,4 кВ	Прочие	Общие
1	62,3	68,4	65,6	13,9	32,5	35,6	27,47	305,77
2	57,3	55,4	53,1	11,5	26,6	30,2	20,14	254,24
3	35,6	43,7	48,3	9,1	25,1	26,1	22,79	210,69
4	30,7	38,7	42,9	7,9	20,8	22,78	70,4	234,18
5	27,8	33,8	37,1	5,9	21,9	21,4	18,91	166,81
6	29,3	34,2	38,1	7,8	18,8	18,28	14,11	160,59
7	37,2	35,1	36,5	7,8	19,4	18,18	11,87	166,05
8	37,4	34,9	36,9	6,3	19,5	18,6	10,75	164,35
9	38,5	35,4	39,6	6,5	20,6	19,8	12,27	172,67
10	46,7	38,8	40,7	8,24	28,3	22	13,89	198,63
11	58,4	39,1	42,7	8,94	25,8	23,9	32,06	230,9
12	73,7	40,5	44,8	10,66	26,4	29,35	24,56	249,97
13	71,2	62,7	66,9	15,4	28,3	36,45	21,2	302,15
14	59,1	55,6	53,7	12,6	26,9	35,68	20,94	264,52
15	53,1	48,7	51,6	11,8	26,1	35,9	18,54	245,74
16	41,7	30,94	35,2	10,3	20,6	28,43	15,79	182,96
17	30,1	25,68	31,1	8,1	19,5	22,8	12,96	150,24
18	26,8	22,6	29,1	8,7	18	19,1	11,89	136,19

19	34,5	32,6	32,5	8,1	20	18,9	11,89	158,49
20	40	36,7	35,1	8,3	21,2	19,15	13,23	173,68
21	34,3	37,5	39,6	8,6	24,1	20,85	17,15	182,1
22	48,3	40,9	51,3	12,2	29,9	25,5	22,27	230,37
23	49,9	46,8	62,74	13,8	33,74	32,94	22,71	262,63
24	58,5	56,1	80,48	17,4	35,72	35,72	25,88	309,8
25	85,6	68,7	59,2	14,14	32,7	35,9	39,07	335,31
26	70,1	60	52,3	16,2	32,24	32,1	20,56	283,5
27	65,3	52,5	44,3	15,2	31	32,1	20,46	260,86
28	46,2	33,9	29,8	10	22,2	29,4	21,88	193,38
29	37,6	30,3	25,8	7,8	21,8	25,2	19,3	167,8
30	36,9	24,4	21,2	7,1	19,5	20,7	15,8	145,6
31	49,2	25	20,8	7,9	17,9	18,6	13,39	152,79
32	57,3	30,2	23,4	8,3	18,6	18,7	15,52	172,02
33	68,8	38,7	31,4	10,25	19,25	19,7	15,31	203,41
34	80,66	46,2	37,8	13	23,5	22,5	19,04	242,7
35	75,3	50,2	42,1	15	34,1	30,9	27,03	274,63
36	95,5	64,2	45,8	20,1	38,84	32,8	30,24	327,48

Приложение 3

ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ СТАНЦИИ МЕТОДОМ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Задание

1. Построить график нагрузки ГЭС в относительных единицах (исходными данными является график нагрузки ГЭС из РГР, отнесенный к максимальной мощности). Полученный график перевести в мегаватты относительно установленной мощности Новосибирской ГЭС (475 МВт).

2. Сформировать файл исходных данных на основании файла с сериями расходных характеристик. Дискретность 5 МВт.

$P_{\min \text{ агр}}$...	$P_{\max \text{ агр}}$
$Q_{\text{агр}1} (P_{\min \text{ агр}})$...	$Q_{\text{агр}1} (P_{\max \text{ агр}})$
$Q_{\text{агр}2} (P_{\min \text{ агр}})$...	$Q_{\text{агр}2} (P_{\max \text{ агр}})$
...

Варианты напоров

Месяц	Значение напора, м
Январь	12,5
Февраль	14
Март	16
Апрель	17
Май	20
Июнь	21
Июль	19
Август	18
Сентябрь	15
Октябрь	13,5
Ноябрь	13
Декабрь	12

3. Используя программу ДП [1], найти оптимальный состав включенного оборудования и распределение нагрузки между агрегатами по минимуму расхода воды в каждый час графика нагрузки.

4. Построить график расходной характеристики, полученный по результатам лабораторной работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электроэнергетические системы и управление ими: электронный учебно-методический комплекс [Электронный ресурс] / А.Г. Русина, А.Ю. Арестова, Н.А. Корнеева, Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 71 с. – Режим доступа: <http://elibrary.nstu.ru/source?id=47067>. – Загл. с экрана.

2. Русина А.Г. Режимы электроэнергетических станций и электроэнергетических систем: [учеб. пособие по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника»]: учебник / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 400 с.

3. Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем: монография / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 368 с.

4. Оптимизация в электроэнергетических системах: учеб.-метод. пособие / А.Г. Русина, Ю.М. Сидоркин, А.В. Лыкин, А.Ю. Арестова, Д.Н. Бородин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 156 с.

5. Гидроэнергетика: учеб. пособие / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – 3-е изд. перераб. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 620 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

6. <https://so-ups.ru/>

7. <https://www.gismeteo.ru>

8. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учебник / Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 294 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

**Русина Анастасия Георгиевна
Филиппова Тамара Арсентьевна
Арестова Анна Юрьевна
Корнеева Надежда Анатольевна
Николаев Александр Владимирович**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

Учебное пособие

*Редактор И.Л. Кескевич
Выпускающий редактор И.П. Брованова
Корректор И.Е. Семенова
Дизайн обложки А.В. Ладыжская
Компьютерная верстка С.И. Ткачева*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 12.11.2018. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 150 экз.
Уч.-изд. л. 4,41. Печ. л. 4,75. Изд. № 129. Заказ № 1528. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20