

## МЕТОДИКА РАСЧЁТА ПРОГНОЗОВ СБАЛАНСИРОВАННОЙ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЕЭС РОССИИ

Полижаров А.С.<sup>1</sup>, Макоклюев Б.И.

### Введение

В данной статье освещается вопрос расчета сбалансированной структуры электропотребления ЕЭС России при планировании режимов в «СО ЕЭС» (СО). Прогноз потребления электрической энергии является составляющей всего цикла планирования и основой последующей надёжности режимов работы энергосистем. Планирование потребления в СО осуществляется с использованием программного комплекса *Иерархической системы прогнозирования электропотребления* (ИСП). Алгоритмы и модели прогнозирования ИСП в данной статье не рассматриваются и подробно описаны в [1], типовые бизнес-процессы использования и перспективы развития технологий прогнозирования потребления электроэнергии приведены в [2,3].

В настоящее время технологии планирования режимов энергосистем развиваются в направлении снижения упреждения планирования (разрыв между началом сбора данных и наступлением планируемого периода), увеличения частоты проведения расчетов. Для решения этих задач по заказу СО специалистами ООО «Энергостат» была разработан и внедрен комплекс ИСП [2-4] и комплекс АС Метео [5], которые в настоящее время находятся в промышленной эксплуатации в диспетчерских центрах и исполнительном аппарате Системного оператора.

### 1. Постановка задачи

Основными объектами прогнозирования в ИСП являются территории субъектов федерации, операционные зоны диспетчерских центров – РДУ и ОДУ. При необходимости, территории энергосистем могут рассматриваться как состоящие из нескольких энергорайонов. Объекты прогнозирования связаны между собой в иерархическую древовидную структуру. Структура формируется с обязательным выполнением условия равенства потребления родительского объекта сумме дочерних (находящихся на один уровень ниже

---

<sup>1</sup> ООО «Энергостат», Москва, Россия, info@energostat.ru

по иерархии относительно родительского). Дополнительно могут вводиться объекты, представляющие крупных потребителей, собственные нужды электростанций, потери в сетях и др. Структура электропотребления формализована в объектной базе данных ИСП в соответствии с одной из реализаций классификатора объектов ЕЭС. Объектам структуры сопоставлены коды, как внутренние, так и стандартизованные (КПО и т.п.) [6].

При независимом формировании прогноза отдельных объектов сумма потребления дочерних объектов не будет равна потреблению родительского. Разница между ними называется небалансом, а процедура распределения небаланса - балансировкой. Используемая на текущий момент в исполнительном аппарате (ИА) СО структура потребления представляет из себя дерево глубиной до 5 уровней и содержит более 300 объектов прогнозирования. Устранение небаланса простыми методами, например, "сверху - вниз", когда весь небаланс начиная с верхних уровней распределяется между дочерними объектами, приводит к тому, что все ошибки прогноза родительских элементов распределяются между дочерними, независимо от реальных ошибок дочерних. При этом, в ряде случаев изменение прогнозов энергосистем или энергорайонов нежелательно, например, когда прогноз по ним был произведён с учётом дефицита мощности региона или других системных составляющих. Полноценный анализ всех объектов в ручном режиме с целью устранения небаланса невозможен из-за ограниченных временных рамок регламента планирования. Для устранения небаланса с минимальным ухудшением точности прогнозирования и учётом дополнительных факторов разработан специализированный алгоритм балансировки, основные положения которого описаны ниже.

## 2. Методы и алгоритмы решения задачи

Для исключения случаев избыточного искажения потребления по объектам прогнозирования при выполнении балансировки для каждого объекта используются следующие параметры (далее – *параметры балансировки*):

- весовой коэффициент балансировки по отношению к общему объёму  $K_i$ .
- суточные графики верхней и нижней границы доверительного интервала ( $P_{i,max}$ ,  $P_{i,min}$ ), в котором может изменяться суточный график при балансировке. Если значение прогнозного суточного графика выходит за доверительный интервал, оно заменяется значением соответствующей границы доверительного интервала.

В РДУ задаются параметры балансировки в отношении энергорайонов и энергосистем; в ОДУ – в отношении территорий операционных зон (ОЗ) РДУ;

в ИА – в отношении территорий ОЭС. При балансировке прогнозов на уровне ОДУ используются параметры балансировки, полученные из РДУ, при балансировке прогнозов на уровне ИА используются параметры балансировки, полученные из РДУ и ОДУ (рис. 1).

Передача на вышестоящие уровни наряду с прогнозами также и параметров балансировки дает возможность технологам нижестоящих уровней ограничить изменения для некоторых составляющих прогноза при формировании прогноза на вышестоящих уровнях. Обмен параметрами балансировки позволяет формализовать дополнительную информацию по состоянию энергосистемы для возможности использования в вышестоящих диспетчерских центрах (ДЦ). Например, технолог РДУ, как правило, может учитывать в прогнозе информацию о региональных особенностях энергосистемы, которые не учитываются при прогнозе на уровне ОДУ и ИА. При этом, в случае балансировки в ОДУ, дополнительная внесённая технологом РДУ в прогноз информация не будет утрачена и отражается в указанных им параметрах балансировки, например,  $P_i^{max}$  и  $P_i^{min}$ .

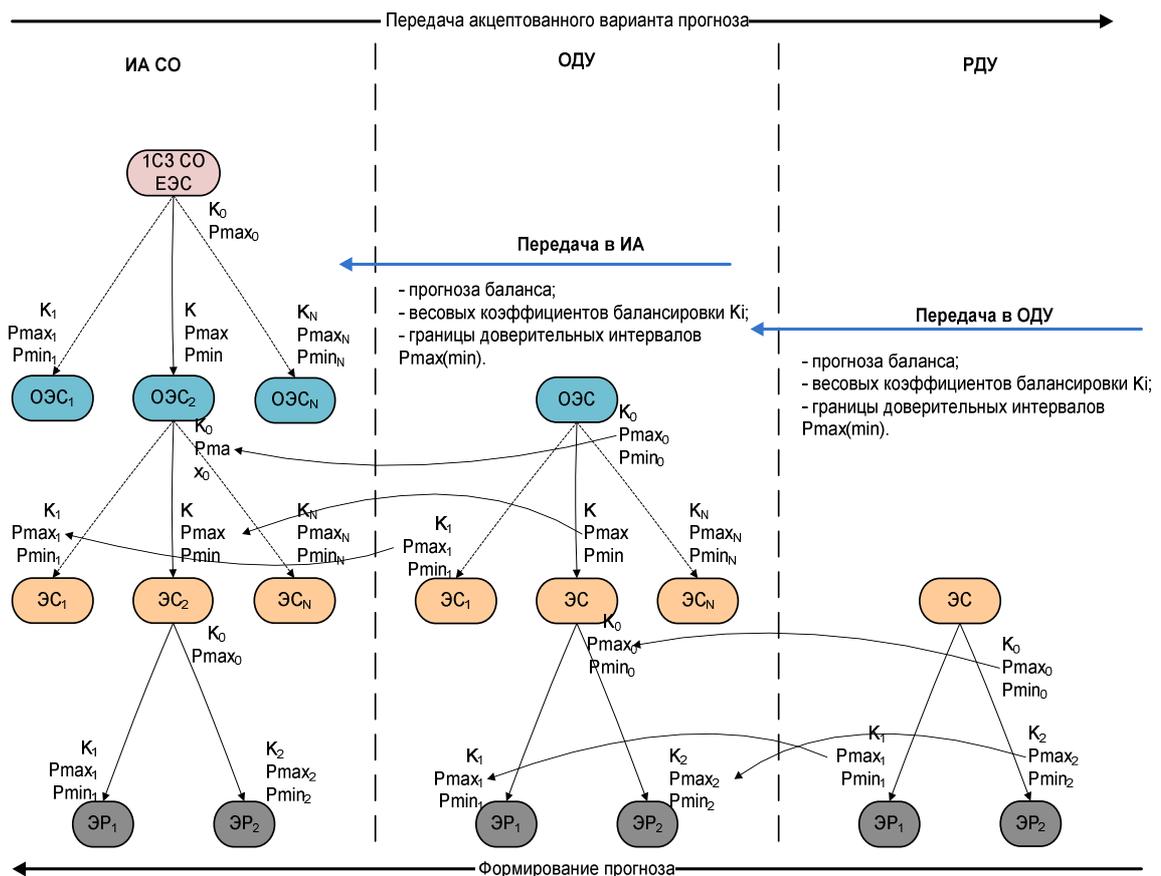


Рис. 1. Схема обмена информацией при формировании прогноза.

Задание способа формирования параметров балансировки определяется

технологом ДЦ с возможностью дальнейшего их изменения. Формирование весовых коэффициентов балансировки  $K_i$  может осуществляться:

- автоматически, пропорционально модулю накопленных ошибок за интервал 3 месяца;
- автоматически, пропорционально величине прогнозного потребления объекта к общему объему потребления ОЗ.

Формирование границ доверительного интервала может осуществляться на основе одного из следующих суточных графиков:

- прогноза электропотребления, полученного из нижестоящего ДЦ.
- рассчитанного среднесуточного графика электропотребления территории по фактическим данным электропотребления двух предыдущих характерных суток, приведенных к прогнозной температуре.

Определение верхней и нижней границы доверительного интервала прогнозного суточного графика РДУ (ОДУ) производится автоматическим увеличением и уменьшением прогнозного суточного графика на определенную допустимую величину отклонения  $D_{i,max}$ . Верхняя и нижняя граница доверительного интервала может быть скорректирована технологом, как целиком, так и за отдельные часы суток.

При балансировке первоначально определяется величина корректировки (в соответствии с коэффициентами балансировки  $K_i$  и объемами электропотребления), после чего она сравнивается с границами доверительного интервала. При отсутствии нарушений по предельным значениям корректировки прогноз изменяется на необходимую величину и балансировка заканчивается. При наличии нарушений по предельным значениям корректировки прогноз соответствующего объекта изменяется на предельное значение корректировки и далее в балансировке не участвует.

Алгоритм балансировки дерева баланса базируется на алгоритме балансировки одной составляющей, который применяется последовательно ко всему дереву баланса. Алгоритм балансировки отдельных составляющей и ее дочерних одного уровня основан на использовании весовых коэффициентов  $K_i$  для каждой составляющей (как верхнего уровня, так и дочерних). При этом уровень небаланса  $dP_i$  распределяется между составляющими пропорционально весовым коэффициентам  $K_i$  и объемам электропотребления  $P_i$ , следующим образом:

- для составляющей верхнего уровня

$$dP_0 = -dP * P_0 * K_0 / (P_0 * K_0 + P_1 * K_1 + P_2 * K_2 + \dots)$$

- для вложенных составляющих

$$dP_i = dP * P_i * K_i / (P_0 * K_0 + P_1 * K_1 + P_2 * K_2 + \dots)$$

где  $dP_i$  - величина коррекции  $i$ -й составляющей.

Поскольку описанный выше алгоритм при балансировке составляющих на уровне  $i$ , нарушает условие баланса на уровне  $i-1$  (при балансировке ОЭС и ОЗ РДУ изменяются данные ОЭС и соответственно нарушается условие баланса на уровне 1 СЗ ЕЭС и ОЭС), требуется итеративное применение указанного алгоритма несколько раз. Процедура балансировки завершается, если для всех составляющих дерева баланса выполняется условие  $dP_{max} > dP_i$ , где  $dP_i$  - уровень небаланса для  $i$ -й составляющей, а  $dP_{max}$  - максимальный заданный уровень небаланса.

### **Заключение**

Предложенный алгоритм балансировки позволяет с минимальными потерями в точности оперативно осуществить распределение небаланса в многоуровневой структуре потребления, что особенно важно в цикле оперативного планирования для формирования ПБР. Реализация алгоритма позволила уменьшить время, затрачиваемое технологами на подготовку прогноза с внесением минимальных искажений в прогнозы региональных и объединенных диспетчерских центров.

Описанная в докладе технология балансировки проекта ИСП реализована на Web-технологиях с установкой составных частей и баз данных на серверах каждого филиала СО ЕЭС [4]. Однако в последнее время широкое распространение в сети интернет получили облачные технологии – системы хранения и обработки информации на удаленных серверах – *облаках* с доступом через распространенные средства Интернет-браузеров. По такой технологии реализован комплекс СО ЕЭС для обработки метеоданных АС "Метео" [5] и новый Web-сервис обработки, анализа и прогноза суточных графиков - Технологический сайт прогнозирования Энергостат (<http://energostat.ru>). Сайт является последовательным развитием комплексов Энергостат и ИСП с реализацией интерфейсов пользователя на Web-технологиях в облачной среде. Основными достоинствами использования облачных технологий при прогнозировании являются:

- возможность пользоваться функциями технологического сайта из разных мест и с различных аппаратных платформ - с любых устройств, имеющих доступ в интернет, в т.ч. и с мобильных;

- не требуется установка программного обеспечения на клиентском месте и, следовательно, снижаются расходы на администрирование и поддержку. При обновлении функционала технологического сайта новые возможности доступны пользователям сразу;
- упрощенный доступ к средствам прогнозирования для различных предприятий (сбытовые, сетевые и генерирующие компании и их филиалы, крупные потребители и т.п.)

Основные функции технологического сайта прогнозирования:

- Подготовка иерархической структуры показателей в базе данных.
- Загрузка исходных данных для расчетов, работа со средствами просмотра данных.
- Статистический анализ данных, исследования влияния метеофакторов.
- Прогнозирование и анализ точности прогнозных расчетов.
- Обмен данными между пользователями, интеграция данных филиалов и отделений в центральном офисе.
- Формирование отчетных форм.

Функционал технологического сайта может быть использован любыми предприятиями, как в электроэнергетике, так и других отраслях, где требуется ведение архивных данных показателей и осуществление функции прогнозирования. Спектр данных для обработки варьируется от потребления электрической энергии и мощности, метеопараметров до разнообразных параметров технологических процессов – давления и расхода воды, газа и т.п. Для этого были разработаны универсальные программные средства обработки суточных графиков, которые могут быть применены для обработки широкого класса показателей – фиксируемых с дискретностью 1 час или 30 мин.. Для задач долгосрочного планирования реализованы средства обработки данных месячной, квартальной и годовой дискретности.

Тестирование технологического сайта прогнозирования и условия подключения представлены на сайте <http://energostat.ru>.

### **Литература**

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008. 296 с.

2. Автоматизированная система прогнозирования электропотребления СО ЕЭС России //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 64., ИСЭМ СО РАН, 2014 г. С. 484-592.

3. Полижаров А.С., Антонов А.В. , Макклюев Б.И., Алла Э.А. , Басов А.А., Зеленохат О.Н., Иерархическая система прогнозирования // Сборник докладов III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи", Екатеринбург, 2012г. С. 346-350.

4. Полижаров А.С., Антонов А.В., Алла Э.А., Зеленохат О.Н. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС // Энергоэксперт. 2010. №6. С.64-66.

5. Артемьев А.А., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Дацко В.С, Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео») // Сборник докладов III международной научно-технической конференции " Электроэнергетика глазами молодежи", Екатеринбург, 2012г. С. 123-127.

6. Макклюев Б.И., Кудряшов Ю.М., Полижаров А.С., Литвинов П.В., Современные подходы к построению информационных моделей в электроэнергетике. Проблемы создания Единой системы классификации и кодирования информации // Энергорынок, 2009.№ 2.