

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Председателя Правления
ОАО "СО – ЦДУ ЕЭС"
Н.Г. Шульгинов

14 декабря 2007 г.

**Методика
прогнозирования графиков
электропотребления для технологий
краткосрочного планирования**

2007

Содержание

1. Область применения	3
2. Термины, классификация и сокращения	3
3. Общие положения методики прогнозирования	4
4. Порядок прогнозирования электропотребления	5
4.1. Территории прогнозирования	5
4.2. Интервал упреждения	5
4.3. Выбор вида прогнозирующей математической модели	5
4.4. Метод определения параметров прогнозирующих математических моделей	5
4.5. Формирование обучающей выборки	6
5. Методы прогнозирования электропотребления	6
5.1. Метод 1	7
5.2. Метод 2	8
6. Оценка точности результатов расчёта прогнозных значений электропотребления.	9
7. Балансирование прогнозов ЭП на иерархических уровнях ОДУ и ЦДУ.	9

1. Область применения

Настоящая методика (далее Методика) предназначена для выполнения прогноза электропотребления, использующегося в качестве исходных данных в задачах краткосрочного планирования электроэнергетического режима работы ЕЭС России «на неделю вперед»; в формальной технологии выбора состава включенного генерирующего оборудования.

Прогнозирование электропотребления в соответствии с положениями настоящей Методики осуществляется ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (далее Системным оператором) по территориям операционных зон филиалов ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» ОДУ и РДУ и в целом по единой энергетической системе.

Действие Методики не распространяется на технологии оперативного управления электроэнергетическим режимом и долгосрочного планирования.

Методика вводится в действие после её утверждения Системным оператором.

Пересмотр, отмена или замена Методики осуществляется по инициативе Системного Оператора.

2. Термины, классификация и сокращения

Методика оперирует терминами и понятиями, приведёнными ниже.

Интервал моделирования – интервал времени, составленный из интервала упреждения и ретроспективного интервала, на котором определена обучающая выборка.

Интервал упреждения – интервал времени, на котором выполняется прогнозирование (на котором рассчитываются прогнозные значения).

Ретроспективный интервал – интервал времени, которому принадлежат фактические данные, включаемые в обучающую выборку.

Обучающая выборка – ряд данных, принадлежащих ретроспективному интервалу и интервалу упреждения, на основе которых выполняется расчёт параметров модели, используемой для прогнозирования.

Точки притяжения – ожидаемые значения электропотребления, включаемые в обучающую выборку на интервале упреждения с целью стабилизации прогнозных значений. Точки притяжения получаются либо при помощи методов прогнозирования, работающих на более длительных интервалах упреждения, либо из фактических графиков потребления за прошлые интервалы времени, либо из заявок участников рынка (при их наличии у системного оператора).

В описании методики встречаются следующие сокращения:

ЕЭС – единая энергетическая система;

КП – краткосрочный прогноз;

ВСВГО – выбор состава включенного генерирующего оборудования;

ОЭС – операционная зона филиала ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» ОДУ;

РЭЭС – операционная зона филиала ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» РДУ;

СЛУ – система линейных уравнений;

СП – скользящий прогноз;

ЭО – энергообъединение;

ЭП – электропотребление;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

3. Общие положения методики прогнозирования

Процесс электропотребления (ЭП) является сложным случайным нестационарным процессом, который может быть представлен несколькими регулярными и нерегулярной (случайной) составляющими.

Методом моделирования ЭП, как случайного нестационарного процесса, является декомпозиция исходного процесса на регулярную (тренд) и нерегулярную составляющие. Тренд описывает устойчивые тенденции изменения процесса на интервале времени. Нерегулярная составляющая характеризует случайную непрогнозируемую часть потребления и вероятные отклонения фактических значений ЭП от тренда, выделенного из исходного процесса.

Выделенная в результате декомпозиции траектория, выраженная в математическом виде, используется в дальнейшем в качестве прогнозирующей математической модели, т.е. модели, применяемой для расчёта прогнозных значений ЭП. Определение вида и параметров прогнозирующей модели выполняется путём аппроксимации известных значений ЭП на ретроспективном интервале времени и на интервале упреждения.

В общем случае прогнозирующая математическая модель ЭП может включать в себя элементарные функции от любых независимых переменных, принимаемых в качестве факторов, влияющих на величину потребления, по которым имеются достоверные фактические данные, а также прогнозы, получаемые из официальных источников. Методика допускает использование следующих независимых переменных или влияющих факторов:

- время;
- суточные графики метеорологических параметров:
 - температура;

- освещенность;
- влажность;
- осадки;
- скорость и направление ветра;

Долгосрочные и краткосрочные метеопрогнозы, включающие метеорологические параметры необходимые для использования в процессе прогнозирования электропотребления, Системный оператор регулярно получает от Гидрометцентра России.

4. Порядок прогнозирования электропотребления

4.1. Территории прогнозирования

Прогнозирование ЭП должно производиться для территорий РЭЭС, ОЭС и ЕЭС России в целом.

В случае технической необходимости Системный оператор имеет право уточнять характер прогноза потребления внутри отдельных энергоузлов и районах РЭЭС.

4.2. Интервал упреждения

Стандартные (типовые) условия задач краткосрочного планирования предполагают наличие прогнозных значений ЭП на интервалах упреждения от 2 до 11 суток вперёд.

4.3. Выбор вида прогнозирующей математической модели

В качестве прогнозирующей модели ЭП могут быть использованы математически выраженные:

- регрессионные зависимости, имеющие в качестве аргументов влияющие факторы;
- модели, представленные периодическим рядом Фурье;
- аддитивные (составные) функции, включающие наборы элементарных функций.

В качестве прогнозирующей модели ЭП может быть использована также обученная нейронная сеть.

Выбор конкретной прогностической модели осуществляется Системным оператором, исходя из анализа качества результатов прогнозирования потребления по территориям. В качестве основной прогностической модели, принимаемой «по умолчанию», рекомендуется использовать аддитивную модель, включающую в себя и регрессивную модель и модель, представленную рядом Фурье.

4.4. Метод определения параметров прогнозирующих математических моделей

Определение параметров прогнозирующих моделей выполняется при выделении тренда $R(t)$ из последовательности измеренных значений ЭП $P(t)$ (метод аппроксимации), представленной на ретроспективном интервале. Аппроксимация значений выполняется путём минимизации целевой функции – суммы квадратов отклонений.

В ходе аппроксимации функции, помимо выделения тренда, также обеспечивается расчет нерегулярной составляющей ЭП S^{nc} . Распределение нерегулярной составляющей (среднеквадратичных отклонений измеренных значений ЭП от тренда) должно носить характер близкий к нормальному закону распределения.

4.5. Формирование обучающей выборки

Одним из условий обеспечения качественной работы используемого расчётного метода является наличие в обучающей выборке наряду с ретроспективными данными точек притяжения. Ожидаемые значения прогнозируемого параметра в этих точках могут быть определены либо как результат прогнозирования ЭП, с использованием методов прогнозирования, обеспечивающих хорошее качество прогнозирования максимальных и минимальных уровней суточного потребления; либо как фактические значения ЭП с предшествующих периодов времени, либо как графики потребления, заявленные участниками рынка. Выбор конкретного способа формирования траекторий притяжения в отношении обслуживаемой территории осуществляется соответствующими подразделениями Системного оператора (РДУ, ОДУ, ЦДУ) на основании ретроспективного анализа качества прогнозирования ЭП на подведомственных территориях.

5. Методы прогнозирования электропотребления

Расчёт прогнозной траектории ЭП на интервале упреждения осуществляется одним из следующих методов, различающихся способами формирования траектории притяжения и адаптации коэффициентов прогнозирующей математической модели.

Способ формирования точек притяжения по первому методу предполагает выполнение независимого прогнозирования отдельных точек графика потребления на интервале упреждения. Уточнение коэффициентов прогнозирующей математической модели в этом методе осуществляется при каждом сеансе аппроксимации точек обучающей выборки. Использование данного метода позволяет рассчитывать график прогноза ЭП с учётом всех измеряемых факторов (времени суток, температуры, др.), влияющих на ЭП.

Второй метод предполагает использование первого метода для формирования базовой прогнозирующей математической модели и предлагает дополнительные способы уточнения значений коэффициентов прогнозирующей математической модели с учетом выявленных статистических зависимостей между этими коэффициентами и независимыми параметрами прогноза (временем и метеорологическими параметрами). Применение второго метода особенно целесообразно тогда, когда в качестве базовой траектории притяжения ЭП используется фактический график ЭП за прошедшие интервалы времени.

5.1. Метод 1

Формирование траектории притяжения в соответствии с данным методом включает две модификации:

5.1.1. Раздельное прогнозирование ЭП по характерным дням недели.

Прогноз ЭП выполняется отдельно для каждого суток, попадающих в интервал упреждения. Такое разбиение позволяет учесть различия в конфигурациях графиков ЭП по дням недели. Ретроспективные данные, включаемые в обучающую выборку, в данном случае формируются из записей, относящихся к одноимённым дням предшествующего периода.

5.1.2. Циклическое уточнение прогноза ЭП (скользящий прогноз или СП) на интервале упреждения

В этом варианте прогноз ЭП выполняется по следующему алгоритму:

- 1) Для заданного момента времени прогноза $t = T_0$ составляется обучающая выборка, включающая фактические (ретроспективные) значения ЭП на интервале $[t - \Delta t_p, t]$, а также точки притяжения на интервале $[t, t + \Delta t_y]$.
- 2) Выполняется прогноз ЭП.
- 3) Архив фактических значений на интервале $[t, t + \Delta t_y]$ дополняется рассчитанными прогнозными значениями.
- 4) Производится сдвиг времени прогнозирования на величину шага скользящего прогноза Δt_n , т.е. $t = t + \Delta t_n, \Delta t_n \leq \Delta T_y$.
- 5) Шаги 1) – 4) повторяются до тех пор, пока не будут рассчитаны все прогнозные значения ЭП на интервале упреждения ΔT_y .

Значения «по умолчанию» задействованных в описании параметров приведены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения параметров алгоритма по умолчанию

Параметр	Значение
ΔT_y	неделя (7 суток)
Δt_y	сутки (24 часа)
Δt_p	сутки (24 часа)
Δt_n	сутки (24 часа)

5.2. Метод 2

Данный метод использует базовую и дополнительные математические модели прогнозирования. Базовая модель описывает поведение ЭП в базовом случае, соответственно дополнительные модели описывают поведение коэффициентов базовой модели.

Базовая модель формируется в соответствии с основными положениями Методики и разделом «Выбор вида прогнозирующей математической модели».

Каждый коэффициент базовой математической модели уточняется в соответствии с дополнительными моделями, формируемыми для каждого коэффициента базовой модели. Прогноз ЭП выполняется отдельно по дням недели, попадающим в интервал упреждения. Для прогнозирования значений коэффициентов базовой модели используются упрощённые (по сравнению с основной) математические модели (например, полиномы 2-3 степени).

Процедура прогнозирования включает последовательность следующих действий:

1) Формирование обучающей выборки.

Обучающая выборка формируется из ретроспективных значений коэффициентов базовой математической модели. Эти значения рассчитываются с использованием архивов фактических данных об ЭП.

В качестве точек притяжения в данном методе могут использоваться ретроспективные значения коэффициентов модели, рассчитанные на основе значений ЭП, получаемых статистическими методами краткосрочного прогнозирования.

2) Уточнение (прогнозирование) коэффициентов базовой модели.

3) Расчёт прогнозных значений ЭП с использованием прогнозирующей математической модели с уточненными значениями коэффициентов базовой прогнозирующей математической модели.

6. Оценка точности результатов расчёта прогнозных значений электропотребления.

Точность прогнозирования оценивается по факту, т.е. каждый прогноз оценивается не раньше, чем по прошествии промежутка времени, равного интервалу упреждения, прошедшего с момента выполнения прогноза.

В общем случае для оценки точности рекомендуется использовать следующие показатели:

- Средний модуль ошибок прогноза:

$$E_{CM} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n |Y_{\phi i} - Y_{\Pi i}|, \quad (2)$$

где $Y_{\phi i}$ – фактическое значение параметра; $Y_{\Pi i}$ – прогнозное значение параметра; n – количество точек на оцениваемом интервале упреждения.

- Средний модуль относительных ошибок прогноза:

$$E_{CMO} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left| \frac{Y_{\phi i} - Y_{\Pi i}}{Y_{\phi i}} \right|. \quad (3)$$

- Математическое ожидание ошибок прогноза:

$$E_{MO} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (Y_{\phi i} - Y_{\Pi i}). \quad (4)$$

- Среднеквадратическое отклонение ошибок прогноза:

$$E_{CKO} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (Y_{\phi i} - E_{MO})^2}. \quad (5)$$

В качестве основной оценки выступает среднеквадратическое отклонение ошибок прогноза. По результатам сравнения этого значения с уровнем нерегулярной составляющей, характерной для рассматриваемой территории прогнозирования и интервала упреждения, делается вывод о точности полученного прогноза.

7. Балансирование прогнозов ЭП на иерархических уровнях ОДУ и ЦДУ.

Независимое прогнозирование ЭП для одних и тех же территорий, выполняемое Системным оператором на уровнях ОДУ и ЦДУ, приводит к неодинаковым результатам. Как правило, различие прогнозов определяется различными настройками программного обеспечения, различным количеством точек обучающих выборок, различным выбором вида прогнозирующей модели. Независимость выполнения прогнозов на различных уровнях обеспечивает дополнительный контроль над результатами

прогноза. В большинстве случаев, результаты полученных прогнозов отличаются незначительно, и данные различия находятся в рамках $\pm 3s_{нс}$, т.е. в пределах доверительного интервала прогнозирования. В этих случаях Системный оператор должен принимать прогнозы ЭП, полученные на более низком иерархическом уровне. В других случаях, когда отличие суммарных прогнозов по РЭЭС и ОЭС, полученных на уровне ОДУ, отличается от соответствующих прогнозов, полученных на уровне ЦДУ, на величину, превосходящую $\pm 3s_{нс}$, технолог ЦДУ имеет право либо заменить прогнозы по территориям не отвечающие его требованиям на свои, либо выполнить процедуру группового балансирования прогнозов потребления. В последнем случае программное обеспечение перераспределит небаланс прогноза по группам территорий, указанных технологом ЦДУ, пропорционально величине среднего потребления территорий за сутки с учетом весового коэффициента, определяемого средней разностью прогнозов, выполненных на уровнях ОДУ и ЦДУ.