
Анализ такой схемы и ее подготовка к выполнению электрических расчетов требуют значительных трудозатрат и времени.

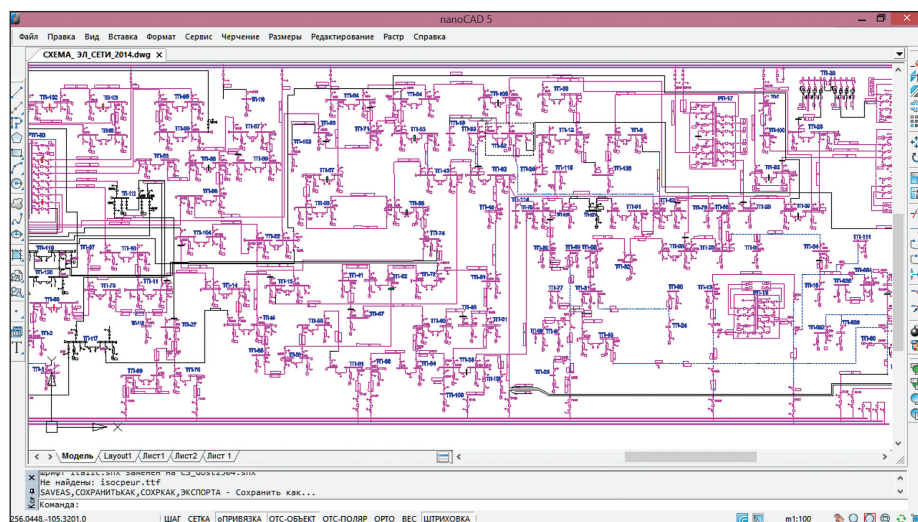


Рис. 1. Пример исходного графического изображения схемы (схема как чертеж)

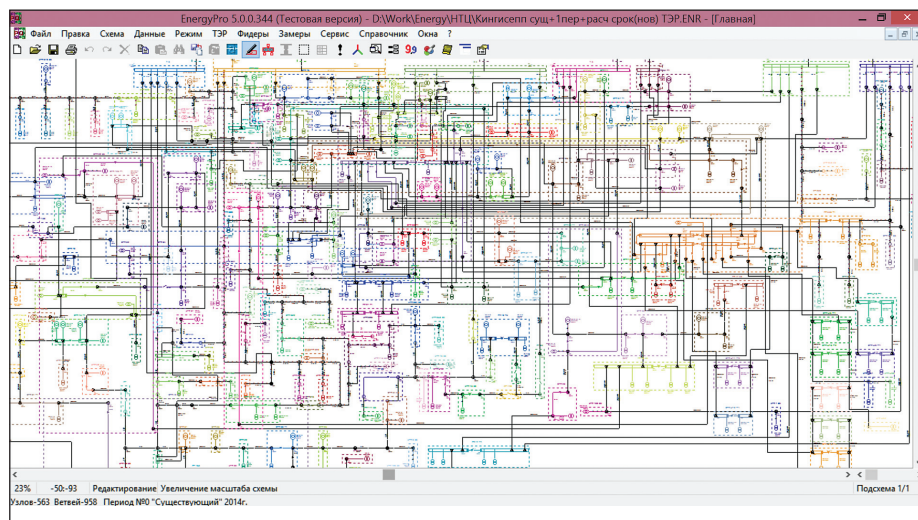


Рис. 2. Пример схемы, введенной в EnergyCS

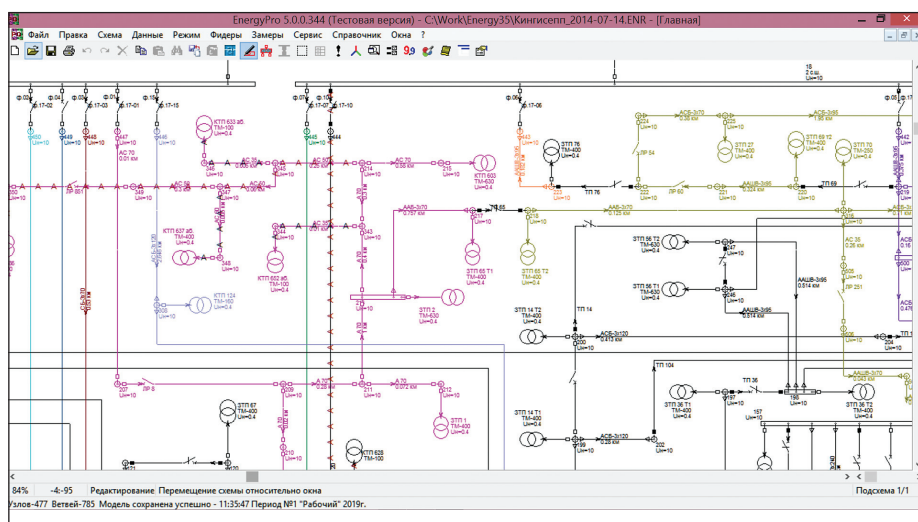


Рис. 3. Увеличенный фрагмент модели, приведенной на рис. 2

Компьютерный анализ сети позволил бы автоматизировать и сократить сроки разработки схем. Для этого необходима компьютерная модель электрической сети.

Для создания компьютерной модели программный комплекс EnergyCS предоставляет возможность оцифровки изображения схемы сети по следующему алгоритму:

1. Изображение схемы (фото или результат сканирования в форматах *.jpeg или *.bmp) подкладывается на поле схемы в качестве подложки.
2. Масштаб и точка начала рисования схемы согласуются для модели и рисунка.
3. Выполняется рисование модели по подложке с использованием инструмента *Калька*.

В процессе оцифровки происходит не просто перерисовка схемы, а буквально сборка модели из объектов, при этом параметры схемы замещения элементов сети рассчитываются автоматически. Затраты на отладку такой модели минимальны, практически сразу после определения нагрузок можно получить расчет установившегося режима сети. Следует отметить, что после привязки и согласования масштабов подложка оказывается привязанной к схеме. Она масштабируется и перемещается вместе со схемой. Более того, если за один прием нарисовать всю модель не удастся, то при ее последующей загрузке подложка загрузится автоматически и сразу же будет правильно привязана к схеме. Процедура привязки подложки к схеме проста: при нажатой клавише Ctrl схема масштабируется и перемещается, а подложка остается на месте. При отпущенной кнопке подложка и схема масштабируются и перемещаются синхронно.

Схема, нарисованная по подложке или без подложки, имеет вид как на рис. 2-3. Схема состоит из объектов: линий, трансформаторов, реакторов, выключателей, трансформаторных подстанций и т.п. Трансформаторная подстанция (ТП) в программе имеет два значения. Первое – элементарное. ТП – это объект, включающий трансформатор с нагрузкой. На схеме ТП – это ветвь-лист, связанная с одним узлом. ТП в перспективе будет раскрываться схемой сети низкого напряжения (НН).

Еще есть понятие и сущность – "подстанция" (ПС) и "электростанция" (ЭС). Подстанция или электростанция – это суперобъект (сложный объект, состоящий из элементарных объектов), вклю-



чающий в себя на схеме множество связанных элементов, отделенных от остальной схемы протяженными объектами, то есть линиями. Класс подстанции определяется наличием генерирующих мощностей. Если среди связанных объектов имеется хотя бы один генератор или узел с генерацией, то это электростанция, если такового нет, то это подстанция. Для суперобъекта предусмотрено собственное обозначение. Суперобъект может быть выделен на схеме рамкой, сверху или снизу от которой будет обозначение суперобъекта. При определении экономических показателей суперобъект может рассматриваться как единое целое и иметь собственные экономические показатели. Совокупность взаимосвязанных коммутационных аппаратов — это тоже суперобъект: распределительное устройство (РУ). Суперобъект РУ является частью суперобъекта "Подстанция". Одна подстанция может иметь несколько РУ. РУ может иметь собственные экономические и надежность характеристики. Если рассматривать сети мощностью 6–10 кВ, то две ТП, соединенные коммутационным аппаратом, — это двухтрансформаторная ПС. РУ такой подстанции может состоять из одного коммутационного аппарата. Одна ТП, подключенная к кабелю или ВЛ, — это однострансформаторная ПС без РУ или с РУ, состоящим из одного выключателя нагрузки. Таким образом, в модели есть небольшой конфликт терминологии. В реальности ТП — это частный случай ПС; в программе ПС — это суперобъект, который может включать и ТП. При этом ТП — это трансформатор с нагрузкой, элементарный объект модели, который применяется, главным образом, для сетей с номинальным напряжением 6–10 кВ. ПС может быть с трансформаторами или без них, а ТП внутри ПС — это объекты, равноценные трансформаторам.

Определение нагрузок по данным замеров. Как правило, в энергоснабжающих организациях имеются данные о максимальных нагрузках каждой трансформаторной подстанции (ТП), питающейся по фидерам мощностью 6–10 кВ от центра питания (ЦП). Однако этих данных недостаточно для выполнения электрических расчетов сетей, проводимых для определения максимальной нагрузки сети в зимний и летний максимумы нагрузок энергосистемы. Для этого необходима информация о нагрузках каждой ТП в час максимума энергосистемы, то есть

требуются суточные графики нагрузок по каждой ТП, которые, конечно, отсутствуют в энергоснабжающих организациях. Поэтому основной информацией для расчета сетей являются данные о максимальных нагрузках фидеров на шинах 6–10 кВ ЦП. В ячейке фидера на ЦП установлен комплекс измерительных приборов, который может контролировать отпуск энергии, ток, напряжение на шинах центра питания, мощность, потребляемую фидером. Таким образом, на головном участке фидера имеется достоверная информация о его нагрузке в целом. В этом случае EnergyCS Режим позволит оценить нагрузку каждой ТП, подключенной к одному фидеру, исходя из отчетных данных о максимальной (минимальной) нагрузке этого фидера на головном участке. В программном комплексе под фидером понимается часть схемы, питающаяся от одного источника — центра питания. В модели схема сети определена как сложноразветвленная, однако городские распределительные сети работают в разомкнутом режиме. То есть коммутационные аппараты находятся в таком состоянии, что множество потребителей фидера питаются от одного центра питания, через одну ячейку отходящей линии. Можно определить основной планируемый режим, когда каждый фидер питается от своего основного центра питания, и множество послеаварийных режимов, когда питания от основной подстанции нет, а напряжение на данный фидер или его часть подается от другого фидера через коммутационный аппарат, включающий переключку.

Для определения фидеров в программе следует определить множество фидеров. В программе фидер — это особая сущность. Она связана с ветвью, которая является головным участком фидера. Эта сущность определяет наименование фидера, его цвет на схеме (см. рис. 3), а также характеристики режима фидера, такие как график отпуска мощности в фидер, величина замера отпуска мощности и энергии, замеры тока и др. Выделение схемы фидера из общей схемы происходит на основе анализа топологии. При переключениях коммутационных аппаратов конфигурация фидера меняется. В послеаварийных режимах нагрузки одного фидера могут получать питание от смежных фидеров через коммутационные аппараты, включающие переключки, в том числе и от других центров питания.

При определении нагрузок ТП по отпуску в фидер для ТП в качестве условных

нагрузок можно ввести оценочные значения коэффициентов загрузки трансформаторов или оценочные значения мощностей. Мощность, отпущенную в фидер, программа распределит между ТП данного фидера с учетом потерь мощности и пропорционально заданным (оценочным) нагрузкам. Нагрузки фидеров, полученные таким образом, можно принять за нагрузки существующего режима на момент начала проектирования.

Определение периодов развития сети.

На следующем этапе требуется проанализировать работу существующей сети при естественном росте нагрузок и присоединении новых потребителей. Для анализа режима во времени необходимо задать расчетные периоды. Так, модель и нагрузки подстанций, которые определены, соответствуют существующему состоянию, то есть периоду с номером 0. Далее в процессе развития схемы сети можно выделить несколько периодов. Например, первый период (рабочий) соответствует росту нагрузок и развитию сети в ближайшие пять лет, а второй (перспективный) — в следующие пять лет. Таким образом, если нулевой период соответствует 2014 году, то конец первого периода — 2019 год, а конец второго периода — 2024 год. Для ввода информации о периодах в программе предусмотрена специальная таблица (рис. 4).

В этой таблице номера периодов назначаются автоматически в порядке возрастания. Для каждого периода предусмотрено название, номер года и цвет. Номер года может быть отображен в отчете и используется для определения числа лет в периоде. Для каждого периода может быть предусмотрен особый цвет для элементов схемы, которые появились в соответствующий период или были демонтированы. Нулевой период присутствует всегда. К нему относятся все существующие элементы и заданная нагрузка. Всего в программе предусмотрена возможность рассмотрения до 15 периодов развития (номера от 1 до 15) с продолжительностью каждого не менее одного года.

Периоды ввода. Данные			
Закрыть			
№	Наименование	Год	Цвет
0	Базовый	2014	
1	Рабочий	2019	
2	Перспективный	2024	
...			

Рис. 4. Таблица периодов ввода в строй

№	Наименование периода	Год	Коэффициент роста	tg(Ф)	cos(Ф)	Рнагр кВт	Qнагр квар
0	Базовый	2014	1	0.4623	0.9077	359.1	166
1	Рабочий	2019	1.02	0.4623	0.9077	366.3	169.3
2	Перспективный	2024	1.04	0.4623	0.9077	373.4	172.6

Рис. 5. Таблица описания трендов изменения нагрузки по периодам

№	Наименование периода	Год	Коэффициент роста	tg(Ф)	cos(Ф)
0	Базовый	2014	1	-	-
1	Рабочий	2019	1.05	0.4	0.9285
2	Перспективный	2024	1.1	0.42	0.922

Рис. 6. Таблица для задания трендов всех нагрузок одного или нескольких фидеров

Естественный рост нагрузок задается трендом, то есть коэффициентом роста нагрузки на конец каждого периода. Коэффициент роста нагрузки — это отношение нагрузки в конце периода к нагрузке нулевого периода. Естественно, для нулевого периода коэффициент роста равен 1 и другое значение не имеет смысла, поэтому в программе его и нельзя задать или изменить. Каждая нагрузка или ТП может иметь собственный тренд развития. Коэффициенты роста задаются для каждой нагрузки, для каждого ТП в таблице, приведенной на рис. 5.

Ввод трендов нагрузок для каждой ТП возможен и не очень трудоемок, но решение этой задачи может быть существенно ускорено, если задать тренды для множества нагрузок фидера, района или даже всей схемы. В настоящее время имеется возможность изменения трендов нагрузок для группы фидеров (например, сразу для всех фидеров) (рис. 6). После того как заданы тренды, можно проводить анализ существующей сети по степени загруженности ее элементов, а также по потерям напряжения для нормальных и послеаварийных режимов.

Определение послеаварийных режимов.

Для городской сети множество послеаварийных режимов определяется состоянием коммутационных аппаратов. Последние во включенном состоянии на головном участке фидера определяют основной режим этого фидера. Но если на головном участке аппарат отключен, то питание нагрузок данного фидера может осуществляться от соседних фидеров через включенные перемычки. Такие режимы можно рассматривать как послеаварийные. В развитой городской сети число вариантов послеаварийных режимов может быть очень большим. По

Код режима	Наименование режима	Вид исходного режима	Действия	Обозначение фидера
180	Откл. фидер, вкл. 98:4	Базовый	...	ф. 17-02
210	Откл. фидер, вкл. 98:5	Базовый	...	ф. 17-02
270	Откл. фидер, вкл. 118:3	Базовый	...	ф. 17-02
285	Откл. фидер, вкл. 120:3	Базовый	...	ф. 17-02
330	Откл. фидер, вкл. 123:4	Базовый	...	ф. 17-02
360	Откл. фидер, вкл. 128:3	Базовый	...	ф. 17-02
420	Откл. фидер, вкл. 131:3	Базовый	...	ф. 17-02
450	Откл. фидер, вкл. 132:3	Базовый	...	ф. 17-02
180	Откл. фидер, вкл. 132:4	Базовый	...	ф. 17-02

Код действия	Ветвь	Обозначение	Выключ начала	Выключ конца	Параметр	Р или U (стар.)	Q или < (стар.)	Р или U (нов.)	Q или < (нов.)
1185:1	159:4	ф. 7-04	о	о	Нет				
1185:2	222:4	ТП 76	В	В	Нет				

Рис. 7. Таблица для определения перечня режимов и раскрытая таблица действий, определяющих выбранный режим

№	Наименование режима	Вид исходного режима	Обозначение фидера	Ветвь	Выключ начала	Выключ конца	Параметр	Р или U (стар.)	Q или < (стар.)	Р или U (нов.)	Q или < (нов.)
105:2				86:3	В	В	Нет				
120	Откл. фидер, вкл. 86:3	Базовый	ф. 17-17	69:7	о	о	Нет				
120:1				86:3	В	В	Нет				
120:2											
135	Откл. фидер, вкл. 90:2	Базовый	ф. 17-08	69:2	о	о	Нет				
135:1				90:2	В	В	Нет				
135:2											
150	Откл. фидер, вкл. 90:2	Базовый	ф. 17-17	69:7	о	о	Нет				
150:1				90:2	В	В	Нет				
150:2											
165	Откл. фидер, вкл. 98:4	Базовый	ф. 17-04								

Рис. 8. Развернутая таблица режимов с описанием действий для получения каждого режима

этой причине поиск и определение послеаварийных режимов нуждаются в автоматизации.

Для описания режимов предусмотрены специальные сущности: "Режим" и "Действие", определяющие этот режим. Последний имеет следующие атрибуты:

- наименование;
- происхождение — режим может происходить из базового или из текущего режима, полученного после изменений предыдущего режима;
- обозначение фидера, относительно которого рассматривается данный режим (если режим не связан ни с каким фидером, то это поле пустое).

Действия, определяющие режим, — это включения и отключения определенных элементов сети (например, коммутационных аппаратов) или возможные изменения нагрузок. Пример описания множества режимов, а также таблица действий, определяющих режим, приведены на рис. 7.

Для документирования описаний режимов с соответствующими действиями предусмотрен вариант совместной развернутой таблицы режимов-действий (рис. 8).

Результаты анализа режимов по всем фидерам и по всем периодам с учетом естественного роста нагрузок, определенных заданными трендами, приведены на рис. 9, а сводная таблица, в которой выполнен анализ множества послеаварийных режимов для всех фидеров по всем периодам, показана на рис. 10. Из таблиц на рис. 9-10 можно сделать заключение о схеме с учетом естественного роста нагрузок по величине перетоков мощности на головных участках и величины наибольшей потери напряжения, а также о величине потерь мощности для совокупности режимов всех фидеров по всем рассматриваемым режимам. Анализ этих таблиц позволяет проектировщику принять решения о необходимом развитии сети.

Следующим этапом проектирования является внесение изменений в схему сети, которые устранят проблемы существующей схемы, а также добавление новых нагрузок, которые должны быть обеспечены электроснабжением в соответствии с техническим заданием. Решение этой задачи плохо поддается формализации, поэтому решения по развитию сети проектировщик просто наносит на суще-



ствующую модель. При этом он указывает статусы элементов сети и номер периода, когда соответствующие изменения можно считать актуальными. Изменения схемы могут быть связаны с демонтажем отдельного существующего оборудования, созданием новых элементов и реконструкцией существующих. Все элементы существующей схемы имеют статус "Существующий". Для новых элементов проектировщик указывает статус "Новый", а для элементов, подлежащих демонтажу, — "Демонтируемый". Реконструкция сети может состоять в демонтаже существующих элементов и сооружении вместо них новых. Однако обычно это не соответствует

действительности. Чаше всего реконструкция объектов состоит не в полном демонтаже существующего объекта и сооружении вместо него нового, а в изменении существующего объекта, то есть его реконструкции. Работы, связанные с реконструкцией, могут иметь разные степени глубины. Так, например, для реконструкции воздушной линии (ВЛ) возможны следующие варианты:

- замена проводов на существующих опорах (нагрузка возросла настолько, что необходимо существенно увеличить сечение проводов, при этом нет необходимости заменять опоры);
- замена проводов и отдельных опор из-за нарушения габаритов в связи

с применением более тяжелого провода и износа или повреждения в процессе эксплуатации;

- замена проводов и всех опор с сохранением конфигурации и установкой опор на тех же местах.

Все перечисленные варианты предполагают реконструкцию существующего элемента. С точки зрения описания никак нельзя говорить о демонтаже существующей линии и сооружении новой. Линия осталась прежней, просто она подлежит реконструкции, но разной глубины. В программе на этот случай предусмотрены специальные статусы реконструкции, такие как "Замена", "Восстановление", "Полное восстановление". Аналогично можно рассмотреть изменения для трансформаторной подстанции. Так, можно предусмотреть только замену трансформатора и вводных коммутационных аппаратов. При этом можно полностью заменить распределительное устройство при сохранении строительной части, а можно просто полностью демонтировать существующую ПС и на ее месте построить новую с тем же диспетчерским обозначением, сохранив при этом все отходящие линии.

С точки зрения расчетной модели, в любом случае речь будет идти о замене провода одной марки и сечения на провод другой марки и другого сечения или, соответственно, замене трансформатора одной марки-модели на трансформатор другой марки-модели. Для расчета режима или ТКЗ эти вариации несущественны, но разная глубина реконструкции предполагает значительные различия в затратах. В программе предусмотрена возможность создания пользовательских статусов, связанных с глубиной реконструкции, которые с точки зрения расчета будут обозначаться как "Замена" (в периодах до изменения статуса одна марка, а после изменения статуса — другая), но для которых можно предусмотреть существенную разницу в затратах.

При анализе существующей схемы (рис. 9-10) программа включает в расчетную модель только существующие на нулевой период элементы, марки и модели объектов, принимает существующие нагрузки и учитывает только те их изменения, которые определены трендами. При анализе модели с учетом реконструкции в ней учитываются все изменения, предусмотренные на соответствующий период. В отдельные периоды могут появляться новые фидеры. Их режимы будут определяться с учетом изменений схемы. Табличные формы с результатами

Нормальные режимы с учётом нагрузок по фидерам													
Номера узлов	Обозначения	L(n0) км	Sr(n0) кВА	dUmax(n0) %	dP(n0) кВт	L(n1) км	Sr(n1) кВА	dUmax(n1) %	dP(n1) кВт	L(n2) км	Sr(n2) кВА	dUmax(n2) %	dP(n2) кВт
1	1 с.ш.												
1-449	ф. 17-04	8.374	4778	6.43	228.5	8.374	4778	6.43	228.5	8.374	4778	6.43	228.5
Всего по ЦП			4778										
18	2 с.ш.												
18-445	ф. 17-07	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95
18-443	ф. 17-06	0.182	406.6	0.02	5.298	0.182	406.6	0.02	5.298	0.182	406.6	0.02	5.298
18-444	ф. 17-10												
18-442	ф. 17-05	1.487	1684	0.31	23.92	1.487	1684	0.31	23.92	1.487	1684	0.31	23.92
Всего по ЦП			3819										
69	3 с.ш.												
69-497	ф. 17-18	1.36	263.6	0.12	4.705	1.36	263.6	0.12	4.705	1.36	263.6	0.12	4.705
69-439	ф. 17-17	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3
69-441	ф. 17-14	0.79	10601	6.53	741.7	0.79	10601	6.53	741.7	0.79	10601	6.53	741.7
69-438	ф. 17-08	3.665	1519	5.27	91.73	3.665	1519	5.27	91.73	3.665	1519	5.27	91.73

Рис. 9. Результаты анализа нормального режима фидеров с учетом естественного роста нагрузок

Послеаварийные режимы с учетом нагрузок по фидерам														
Номера узлов	Обозначения	Наименование режима	L(n0) км	Sr(n0) кВА	dUmax(n0) %	dP(n0) кВт	L(n1) км	Sr(n1) кВА	dUmax(n1) %	dP(n1) кВт	L(n2) км	Sr(n2) кВА	dUmax(n2) %	dP(n2) кВт
1-449	ф. 17-04	Опл. фидер, вкл. 60.3	8.374	4784	6.53	232.3	8.374	4778	6.43	228.5	8.374	4778	6.43	228.5
1-447	ф. 17-01	Опл. фидер, вкл. 217.3	8.374	4778	6.43	228.5	8.374	4778	6.43	228.5	8.374	4778	6.43	228.5
18	2 с.ш.													
18-445	ф. 17-07	Опл. фидер, вкл. 98.5	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95
18-445	ф. 17-07	Опл. фидер, вкл. 118.3	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95
18-445	ф. 17-07	Опл. фидер, вкл. 120.3	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95	0.46	1729	0.45	28.95
18-443	ф. 17-06	Опл. фидер, вкл. 222.4	0.182	406.6	0.02	5.298	0.182	406.6	0.02	5.298	0.182	406.6	0.02	5.298
18-442	ф. 17-05	Опл. фидер, вкл. 219.3	1.487	1684	0.31	23.92	1.487	1684	0.31	23.92	1.487	1684	0.31	23.92
18-442	ф. 17-05	Опл. фидер, вкл. 509.2	1.487	1684	0.31	23.92	1.487	1684	0.31	23.92	1.487	1684	0.31	23.92
69	3 с.ш.													
69-497	ф. 17-18	Опл. фидер, вкл. 509.2	1.36	263.6	0.12	4.705	1.36	263.6	0.12	4.705	1.36	263.6	0.12	4.705
69-439	ф. 17-17	Опл. фидер, вкл. 67.3	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3
69-439	ф. 17-17	Опл. фидер, вкл. 86.3	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3
69-439	ф. 17-17	Опл. фидер, вкл. 90.2	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3	13.81	5251	20.70	975.3
69-441	ф. 17-14	Опл. фидер, вкл. 123.4	0.79	10601	6.53	741.7	0.79	10601	6.53	741.7	0.79	10601	6.53	741.7
69-441	ф. 17-14	Опл. фидер, вкл. 139.2	0.79	10601	6.53	741.7	0.79	10601	6.53	741.7	0.79	10601	6.53	741.7

Рис. 10. Результаты анализа совокупности послеаварийных режимов фидеров с учетом естественного роста нагрузок

Нормальные режимы с учётом развития по фидерам													✕
Номера узлов	Обозначения	L(n1) км	Sr/Strp(n1)	Sr(n1) кВА	dUmax(n1) %	dP(n1) кВт	L(n2) км	Sr/Strp(n2)	Sr(n2) кВА	dUmax(n2) %	dP(n2) кВт	^	
1	1 с.ш.												
1-449	ф.17-04	0.909-	5659	2.69	200.5	0.909-	5659	2.69	200.5				
1-450	ф.17-02	1.2-	6620	7.12	490.8	1.2-	6620	7.12	490.8				
1-446	ф.17-15	3.739	0.8835	2359	2.08	70.84	3.739	0.8835	2359	2.08	70.84		
1-448	ф.17-03	8.204	1.092	6664	8.22	471.5	8.204	1.092	6664	8.22	471.5		
1-447	ф.17-01	8.374	1.067	4787	6.44	229.4	8.374	1.067	4787	6.44	229.4		
Всего по ЦП:		22.43		26090			22.43		26090				
18	2 с.ш.												
18-445	ф.17-07	0.46-	1729	0.45	28.95	0.46-	1729	0.45	28.95				
18-443	ф.17-06	0.182-	431.5	0.02	5.969	0.182-	431.5	0.02	5.969				
18-444	ф.17-10												
18-442	ф.17-05	1.487	1.014	1684	0.31	23.92	1.487	1.014	1684	0.31	23.92		
Всего по ЦП:		2.129		3844			2.129		3844				
69	3 с.ш.												
69-497	ф.17-18	1.36	1.014	263.6	0.12	4.703	1.36	1.014	263.6	0.12	4.703		
69-439	ф.17-17	13.81	1.277	5250	20.69	974.6	13.81	1.277	5250	20.69	974.6	▼	

Рис. 11. Результаты анализа нормального режима фидеров с учетом развития района и реконструкции сети

расчетов на рис. 11-12 повторяют формы на рис. 9-10, однако в них отсутствует информация о нулевом периоде.

Отчеты о предполагаемых изменениях. Отчеты о предполагаемых изменениях и реконструкциях в рассматриваемой сети представлены в виде двух таблиц: "Таблица

изменений состояний ТП" (рис. 13) и "Таблица изменений состояний линий".

Информация-отчет об изменении состояний трансформаторных подстанций. Информация-отчет по состояниям линий представлена в таблице на рис. 14. В отчете перечислены все фидеры,

сгруппированные по центрам питания. Для них указаны все участки, подлежащие реконструкции или сооружению. В подвале таблицы содержится итоговая информация по проекту (рис.15). Фидеры, которые не нуждаются в реконструкции, в списке указаны, но для них не приведено никаких изменений.

Номера узлов	Обозначение	Наименование режима	Sp(n1) кВА	Потери(n1) U%	Sp(n2) кВА	Потери(n2) U%
1	1 с.ш.					
1-449	ф.17-04	Откл. фидер, вкл. 60:3	4793	6.54	4778	6.43
1-447	ф.17-01	Откл. фидер, вкл. 217:3	4778	6.43	4778	6.43
18	2 с.ш.					
18-445	ф.17-07	Откл. фидер, вкл. 98:5	1729	0.45	1729	0.45
18-445	ф.17-07	Откл. фидер, вкл. 118:3	1729	0.45	1729	0.45
18-445	ф.17-07	Откл. фидер, вкл. 120:3	1729	0.45	1729	0.45
18-443	ф.17-06	Откл. фидер, вкл. 222:4	406.6	0.02	406.6	0.02
18-442	ф.17-05	Откл. фидер, вкл. 219:3	1684	0.31	1684	0.31
18-442	ф.17-05	Откл. фидер, вкл. 509:2	1684	0.31	1684	0.31
69	3 с.ш.					
69-497	ф.17-18	Откл. фидер, вкл. 509:2	263.6	0.12	263.6	0.12
69-439	ф.17-17	Откл. фидер, вкл. 67:3	5251	20.70	5251	20.70
69-439	ф.17-17	Откл. фидер, вкл. 86:3	5251	20.70	5251	20.70
69-439	ф.17-17	Откл. фидер, вкл. 90:2	5251	20.70	5251	20.70
69-441	ф.17-14	Откл. фидер, вкл. 123:4	10601	6.53	10601	6.53
69-441	ф.17-14	Откл. фидер, вкл. 139:2	10601	6.53	10601	6.53

Рис. 12. Результаты анализа множества послеаварийных режимов фидеров с учетом развития района и реконструкции сети

Номера узлов	Обозначения	Сном(n0) кВА	Тип(n0) ТП	Потери(n0) U%	Сном(n1) кВА	Тип(n1) ТП	Потери(n1) U%	Сном(n2) кВА	Тип(n2) ТП	Потери(n2) U%	Балансовая принадлежность	Вид реконструкции
131-т	ЗТП 123 Т1	400	ЗТП	4.76	-	-	-	-	-	-	-	Демонтаж
131-т	ЗТП 123Н Т1	-	-	-	1250	ЗТП	4.76	1250	ЗТП	4.76	-	Новое
1-446	ф.17-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
525-т	ЗТП Н-8 Т-1	-	-	-	630	ЗТП	4.76	630	ЗТП	4.76	-	Новое
525-т	ЗТП Н-8 Т-2	-	-	-	630	ЗТП	4.76	630	ЗТП	4.76	-	Новое
1-448	ф.17-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-447	ф.17-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
210-т	КТП 79	100	КТП	4.76	-	-	-	-	-	-	-	Демонтаж
531-т	ЗТП 79Н Т-2	-	-	-	400	ЗТП	4.76	400	ЗТП	4.76	-	Новое
584-т	КТП Н-2	-	-	-	250	КТП	4.76	250	КТП	4.76	-	Новое
585-т	КТП Н-18	-	-	-	400	КТП	4.76	400	КТП	4.76	-	Новое
Всего по ЦП:												
1тр.		1430	ЗТП	3	1650	ЗТП	2	1650	ЗТП	2	-	-
2тр.		0	ЗТП	0	1260	ЗТП	1	1260	ЗТП	1	-	-
1тр.		100	КТП	1	650	КТП	2	650	КТП	2	-	-
18	2 с.ш.											
18-445	ф.17-07	630	ЗТП	4.76	630	ЗТП	4.76	630	ЗТП	4.76	-	Замена
120-т	ЗТП 67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Рис. 13. Отчет о состояниях ТП по периодам. Подведены итоги по центрам питания

Номера узлов	Обозначение	Длина участка, км	Существующий провод	Новый провод	Год ввода	Вид реконструкции
1	1 с.ш.					
1-449	ф.17-04					
49-95		0.451	ААБ-50	ААБ-50	2017	Восстановление
95-99		0.47	АСБ-70	АСБ-70	2022	Восстановление
99-100		0.14	ААШВ-95	ААШВ-95	2017	Восстановление
99-449		0.909	ААШВ-95	ААШВ-95	2017	Восстановление
1-450	ф.17-02					
1-446	ф.17-15					
523-525		0.2	-	АСБ-120	2017	Новое
525-524		0.2	-	АСБ-120	2017	Новое
1-448	ф.17-03					
4-5		0.24	А 50	-	2022	Демонтаж
4-580		0.3	-	СИП-3 1х70	2022	Новое
5-9		0.39	А 50	-	2022	Демонтаж

Рис. 14. Таблица изменений по линиям

Номера узлов	Обозначение	Длина участка, км	Существующий провод	Новый провод	Год ввода	Вид реконструкции
489	489					
489-430	ф.243-06					
489-429	ф.243-07					
489-514	ф.243-09					
489-427	ф.243-08					
512-285		0.043	АСБ-120	АСБ-120	2017	Замена
527-528		0.1	-	АСБ-120	2017	Новое
489-426	ф.243-04					
Изменения на линиях		23.88				
в том числе:						
Новое		18.94				
Демонтаж		1.64				
Замена		0.043				
Восстановление		3.26				

Рис. 15. Подвал таблицы изменений и объемов работ по линиям с итоговой информацией

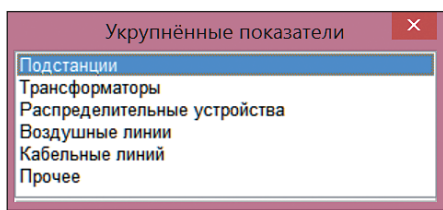


Рис. 16. Список таблиц укрупненных стоимостей оборудования

№	Smin кВА	Smax кВА	U ВН кВ	U СН кВ	Вид реконстр.	Стоимость тыс. р.
1	630	631	10	0.38	Зам	330
...						

Рис. 18. Таблица укрупненных стоимостей трансформаторов в составе подстанции

№	Классы напряжений РУ	Кол-во транс.	Класс станции	Вид станции	Smin транс. кВА	Smax транс. кВА	Мин. кол-во линий	Мак. кол-во линий	Вид стоимости	Вид реконстр.	Стоимость тыс. р.
2	10	1	ПС	КТП	160	161	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	680
3	10	1	ПС	КТП	250	251	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	830
4	10	1	ПС	КТП	400	401	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	890
5	10	1	ПС	КТП	630	631	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	1110
6	10	2	ПС	КТП	1000	1001	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	2700
7	10	1	ПС	ЗТП	250	251	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	3200
8	10	1	ПС	ЗТП	400	401	1	4	ПС (со всем об.)	Восст	7600

Рис. 17. Таблица укрупненных показателей стоимости подстанций или электростанций

№	Наименование	Код вида	U ном кВ	Число присоед.	Вид цены	Вид реконстр.	Стоимость тыс. р.
1	РУ 110-2	3	10	2	Общая	Суц	20
2	РУ 110 -1	1	10	7	За ячейку	Суц	400
3	РУ 110-3	2	10	6	Общая	Суц	15
...							

Рис. 19. Таблица стоимостей распределительных устройств подстанций

- стоимости сооружения и реконструкции кабельных линий электропередачи;
- стоимости установки оборудования, кроме РУ и трансформаторов, на подстанции или электростанции;
- настроечная таблица общих параметров при ТЭР.

Перечисленные таблицы располагаются в справочной части модели проекта, но по своей природе эти данные являются исходными данными по проекту, они содержат правила определения стоимости элементов сети. С одной стороны, от проекта к проекту эти данные могут изменяться принципиально, а с другой — они не предполагают ввода большого объема информации. Более того, все принятые значения подлежат детальному анализу до выполнения расчета по модели. Все таблицы справочника укрупненных показателей стоимости определяются для диапазонов параметров оборудования.

Выбор вида укрупненных показателей стоимости производится в списке (рис. 16).

Таблица для оценки укрупненных стоимостей подстанций и электростанций приведена на рис. 17. Как уже сказано, подстанция или электростанция — это суперобъект, включающий в себя на схеме множество связанных элементов, отделенных от остальной схемы протяженными объектами, то есть линиями. Его стоимость определяется наивысшим номинальным напряжением и видом станции (подстанция или электростанция), числом присоединений линий, числом трансформаторов и т.п. Вид подстанции определяет ее конструктивное исполнение и функциональные осо-

бенности. Так, подстанции могут быть выполнены как КТП, ЗТП, РП, ЗРП и др., а электростанции — как АЭС, КЭС, ГЭС, ДЭС (дизельные) и пр. ПС и ЭС могут отличаться суммарной установленной мощностью трансформаторов, их числом, а также числом отходящих линий. Стоимость ПС и ЭС может определяться как единое целое для суперобъекта (совокупности объектов), учитывать или не учитывать РУ и стоимость трансформаторов, а также применяться к реконструкции разной степени глубины: от сооружения "новой" до каких-либо замен.

В таблице, представленной на рис. 17, стоимость определяется по совокупности (по сочетанию) остальных параметров. Принятый состав исходных параметров не противоречит принципу определения укрупненных показателей стоимости ПС в [1]. При этом он допускает гибкое применение. Так, для ПС на 6 или 10 кВ ее стоимость может не зависеть от числа подходящих линий и определяться для ПС в целом. А для ПС 110 кВ в этой же модели стоимость может определяться без учета трансформаторов (но с учетом их мощности) и РУ в предположении, что стоимости трансформаторов и РУ учтены отдельно. Если все параметры для разных стоимостей одинаковы, а диапазоны мощности разные, то эти диапазоны не должны пересекаться. Так как ряд мощностей трансформаторов дискретен и известен, обойти такое ограничение несложно. Вводимые данные программа проверяет на неоднозначность.

Таблица стоимостей трансформаторов приведена на рис. 18. Трансформаторы

рассматриваются в составе ПС как ее часть. Но в некоторых случаях удобно разложить ПС на следующие составляющие: постоянная часть затрат на ПС, стоимость трансформаторов и РУ. Выбор стоимости трансформатора производится по диапазону мощностей и классу напряжения обмоток высшего и среднего напряжения (ВН и СН). Если среднего напряжения нет, то в графе СН ставится 0 или прочерк. Также стоимость трансформатора может зависеть от вида реконструкции. Одно дело, если трансформатор, который устанавливается, на одну ступень мощности больше заменяемого, и совсем другое, если трансформатора раньше не было. Если данные для ПС включают в себя стоимость трансформатора, то таблица стоимостей трансформаторов может оставаться пустой.

Таблица стоимостей РУ показана на рис. 19.

Стоимость РУ зависит от его вида, например, определенного по классификации "Энергосетьпроекта", приведенной в [1]. Стоимость также зависит от класса напряжения и числа присоединений. Конечно, стоимость будет определяться и по виду реконструкции. Кроме того, стоимость РУ может определяться в целом или также как стоимость одной ячейки, умноженная на число ячеек, которое в программе определяется для РУ по схеме. Здесь можно отметить следующее:

- результатом является только стоимость, остальные параметры — условия применения стоимости;
- данные о стоимости РУ могут и не заполняться, если они включены в заданную стоимость ПС.

Описание стоимостей для воздушных линий приведено на рис. 20.

В таблице перечислены параметры, на основе которых определяется погонная стоимость ВЛ. Стоимость ВЛ будет определяться для каждого конструктивного участка и затем суммироваться для ВЛ в целом. Аналогичная таблица предусмотрена для кабелей.

Под прочим оборудованием понимается оборудование, которое отражено в модели и должно быть учтено в стоимости ПС или ЭС каждой единицей. Например, генераторы, синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы и т.п.

Таблица для прочего оборудования. Для учета стоимости прочего оборудования предлагается таблица, приведенная на рис. 21. Прочее оборудование может быть учтено в стоимости подстанции или не учтено вообще. Стоимость оборудования может не учитываться, она может быть включена в стоимость ПС. Тогда подобное оборудование не следует включать в эту таблицу — в таком случае ее можно оставить пустой.

Определение объемов работ на основе укрупненных показателей стоимости. На основе приведенного описания правил по модели формируется таблица объемов работ, связанных с реконструкцией сети (рис. 22).

В приведенной таблице видно, что для некоторых работ не указана удельная стоимость. Это означает, что для соответствующих условий не определено правило определения стоимости. Проблема решается добавлением необходимого правила. Объемы работ определены по районам сети.

Все отчетные таблицы, приведенные в этой статье, могут быть преобразованы в документы формата MS Word на основе заранее заготовленных шаблонов и представлены как готовые проектные документы для передачи заказчику с целью обоснования принятых решений.

Заключение

Применение программного продукта EnergyCS Pro в отделе перспективного развития электрических сетей очень эффективно, ведет к существенному снижению трудозатрат и уменьшению вероятности ошибок проектирования. В этой статье не освещен вопрос проверки оборудования по стойкости токам короткого замыкания. Но выполнить такую проверку несложно, так как программа позволяет получать токи КЗ для проверки стойкости по термическому и динамическому действию для любой точки схемы.

В качестве пожелания хотелось бы отметить необходимость следующего развития функциональности комплекса в части автоматизации:

- проверки оборудования по стойкости токам КЗ и допустимым токам;
- выбора оборудования по условиям нормальных и послеаварийных режимов, а также по стойкости токам КЗ; в настоящее время имеется только проверка оборудования на перегрузку и расчет токов КЗ (ударных токов и токов для проверки термической стойкости и невозгорания);
- балансирования режимов изолированных энергосистем;
- решения вопросов регулирования напряжения в замкнутых сетях;
- определения оптимальных точек разрыва колец;
- оценки надежности схемы сети.

Также следует отметить, что при использовании EnergyCS Pro результатом работы проектировщика является не просто комплект проектной документации, а компьютерная модель, которая может быть передана заказчику в качестве отдельного

продукта, предназначенного для решения задач эксплуатации электрической сети.

Литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. — 320 с.

*Николай Ильичев,
главный специалист*

*Кирилл Шершнев,
инженер-программист*

*CSoft Иваново
Тел.: (4932) 26-9655*

*Иван Сергеев,
инженер 2 категории группы районных
и распределительных сетей ОПЭС*

*Елена Яринко,
ГИП группы районных
и распределительных сетей ОПЭС
"Севзапэнергосетьпроект"
ОАО "СевЗап НТЦ"*

№	U, кВ	Вид провода	Сечение тип, кв. мм	Сечение плет, кв. мм	Хар-ка воздушной линии		Материал опор	Материал провода	Вид реконстр.	Стоимость тыс. р.
					промеж. опор	на опоре				
1	10	СИПЗ	16	120	Любое	0	-	Алюминий	Нов	1380
2	10	СИПЗ	16	120	Любое	0	-	Алюминий	Восст	1000
3	10	СИПЗ	16	120	Любое	0	-	Алюминий	Зам	740
4	10	Голый	16	120	Любое	0	-	Алюминий	Нов	1380
5	10	Голый	16	120	Любое	0	-	Алюминий	Восст	1000
6	10	Голый	16	120	Любое	0	-	Алюминий	Зам	740

Рис. 20. Таблица стоимостей ВЛ

Справочник модели						
Прочее						
№	Вид устройства	U кВ	Sn, Pн, Qн МВА, МВт, Мвар	Вид реконстр.	Стоимость тыс. р.	
1	Генератор	10	30	Нов	1000	
2	Синхронный компенсатор	10	20	Нов	500	
...						

Рис. 21. Таблица стоимостей прочего оборудования

Наименование работ	Единицы измерения	Объемы работ		Уд. стоимость зп-та, тыс. р.	Кап.влож. в ценах на тек. год (n1), тыс. р.		Кап.влож. в ценах на тек. год (n2), тыс. р.		Примечания
		Намеч. объем (n1)	Намеч. объем (n2)						
552.2 - КЛ, АСБ-120-3*120, 10кВ, Новое	км	3.1	0	2570	7967	0	0		
553.4 - КЛ, АСБ-120-3*120, 10кВ, Новое	км	0	1.2	2570	0	3084	0		
554.4 - ВЛ, СИПЗ 3х16, 10кВ, Новое	км	0	0.2	1380	0	276	0		
176.5 - КЛ, АСБ-150-3*150, 10кВ, Новое	км	0.3	0	2570	771	0	0		
134.2 - ТП, ТМ-400, 10кВ, ЗТП 123 Т1, Демонтаж	шт.	1	0	Не указан!	0	0	0		
134.4 - ТП, ТМГ-1250, 10кВ, ЗТП 123 Т1, Новое	шт.	1	0	Не указан!	0	0	0		
260.2 - ТП, ТМ-630, 10кВ, ЗТП 105 Т1, Замена	шт.	1	0	330	330	0	0		
512.2 - КЛ, АСБ-120-3*120, 10кВ, Замена	км	0.043	0	2570	110.5	0	0		
527.3 - КЛ, АСБ-120-3*120, 10кВ, Новое	км	0.1	0	2570	257	0	0		
Итого:	тыс. руб.	49.37	22.51		218883		25558		
Итого по схеме:									
Новые КЛ (10кВ):	км	7.33	3.8		18838		11822		
Новые ВЛ (10кВ):	км	0.21	7.6		289.8		10488		
Новые ПС (10кВ):	шт.	13	16		101980		93570		
Новые ПС (цена не найдена) (10кВ):	шт.	5	5		0		0		
Демонтаж ВЛ (цена не найдена) (10кВ):	шт.	0	1.64		0		0		
Демонтаж ПС (цена не найдена) (10кВ):	шт.	5	1		0		0		
Замена КЛ (10кВ):	км	0.043	0		110.5		0		
Замена ПС (10кВ):	шт.	3	0		990		0		
Восстановление КЛ (10кВ):	км	1.5	0.47		3855		1208		
Восстановление ВЛ (10кВ):	км	1.29	0		1290		0		

Рис. 22. Таблица объемов работ