

Первые высоковольтные линии электропередачи в России и за рубежом

Сухов Е. А.

Введение

В 1891 году русский электротехник Михаил Осипович Доливо-Добровольский и немецкий инженер Оскар фон Миллер (Oskar von Miller) открыли новую эру в истории электроэнергетики, осуществив дальнюю электропередачу при помощи трёхфазного тока высокого напряжения. Сооружённая для Франкфуртской всемирной выставки Лауфен-Франкфуртская электропередача обладала невиданными для того времени характеристиками: её протяжённость составляла 170 км, а напряжение — 15.000 В. Она продемонстрировала не только преимущества трёхфазного тока, но и техническую возможность и целесообразность передачи электроэнергии на дальние расстояния. Результаты демонстрации заставили многие электрические компании задуматься о коммерческой выгоде трёхфазных электропередач высокого напряжения. Уже в 90-х годах XIX века по проводам первых промышленных высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) пошёл ток.

К началу 1930-х годов подробная мировая статистика эксплуатации ЛЭП ясно показала, что наибольшее количество перебоев в подаче электроэнергии связано с авариями на линиях электропередачи [1]. Основными факторами, влияющими на надёжность ЛЭП, являются механическая конструкция и электрическая изоляция проводов. Неправильный выбор механической конструкции приводит к обрывам и схлёстываниям проводов. Наибольшее количество аварийных отключений происходит из-за пробоя или перекрытия изоляции под влиянием атмосферных перенапряжений, загрязнения и осадков. В данной статье речь пойдёт об устройстве механической части ЛЭП на первых этапах развития электроэнергетики и некоторых решениях, принятых для повышения надёжности работы линий. Значительное внимание уделяется отечественному опыту строительства высоковольтных линий в 1910–1930-х годах.

1. От телеграфных линий к ЛЭП

Первые ЛЭП появились в 80-х годах XIX века. Это были низковольтные линии сильного тока, устраивавшиеся в пределах города и работавшие от небольших электростанций. Протяжённость таких линий, которые могли быть как кабельными, так и воздушными (ВЛ), не превышала несколько километров. Если линия была воздушной, то есть устраивалась в виде подвешиваемых на столбах оголённых проводов, то по своему механическому устройству она мало отличалась от телеграфных линий. Идею устройства воздушных линий связи (ВЛС) высказал в 1830-х годах русский изобретатель барон Павел Львович Шиллинг, и с тех пор инженеры достигли в строительстве ВЛС немалого совершенства. Столбы, опоры, крючья, кронштейны и изоляторы ВЛС, хорошо подходили и для ЛЭП. На рис. 1.1 изображён двухъюбочный (прусская конструкция *Doppelglocke* 1857 года)

фарфоровый телеграфный изолятор российского образца 1870 года на железном крюке [2]. Телеграфные изоляторы из фарфора, также применяемые на низковольтных ЛЭП, выпускались в России фабриками Братьев Корниловых (с 1862 года), М. С. Кузнецова (рис. 1.2, 1.3), Бердникова, Ф. Емельянова и др. Основной продукцией этих фабрик до 1917 года была посуда и предметы искусства из фарфора. Первым предприятием, специализировавшимся на электротехническом фарфоре был завод Екатерины Николаевны Чоколовой в селе Всехсвятское («Изолятор»). Изоляторы из стекла (рис. 1.2) изготавливали фабрики Ю. С. Нечаева-Мальцова (в Гусь-Хрустальном и Дятьково). Аналогичные конструкции применялись и применяются до сих пор для ЛЭП низкого напряжения. Однако испытания и эксплуатационный опыт быстро показали, что для линий высокого напряжения старые технические решения подходят лишь частично, а то и вовсе не подходят: требуются высокие и сложные опоры, провода, изоляторы и крепёжная арматура особой конструкции.

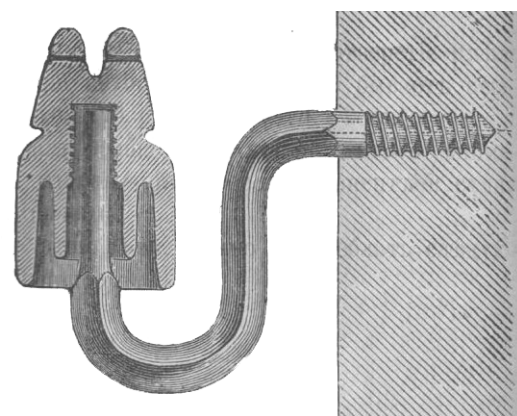


Рис. 1.1: телеграфный изолятор



Рис. 1.2: фарфоровый и стеклянный изоляторы российских фабрик

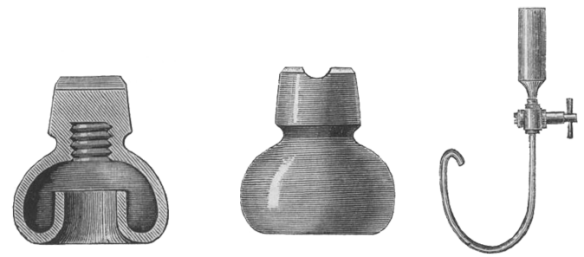
Заинтересованность электрических компаний в воздушных высоковольтных линиях поспособствовала быстрому и активному поиску решений наиболее насущных проблем, связанных с их строительством. Существенной в конце XIX века была проблема производства высоковольтных изоляторов. Первой



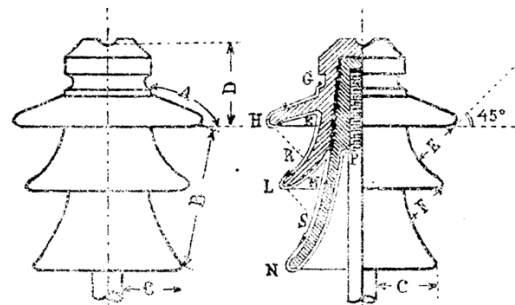
Рис. 1.3: фарфоровые изоляторы товарищества М. С. Кузнецова

значительной задачей, с которой столкнулись электротехники при выборе изоляторов для высоковольтных ЛЭП, был выбор наилучшей с точки зрения электротехнических характеристик формы изолятора. С одной стороны, требовалось обеспечить наибольший путь утечки тока от провода до крепёжной конструкции по поверхности изолятора с учётом влияния атмосферных осадков. С другой стороны, нужно было придать изолятору такую форму, которая обеспечивала бы как можно большую равномерность электрического поля, позволяла бы избежать вредных эффектов

коронного разряда и увеличить напряжение, при котором происходит перекрытие изолятора электрической дугой. Произведённые с телеграфными изоляторами испытания показали, что они хорошо удовлетворяют первому требованию, но показывают низкие характеристики в сильном электрическом поле [3; 4]. На Лауфен-Франкфуртской линии, линии 5 кВ Тиволи — Рим (1892) и других первых воздушных линиях устанавливали маслonaполненные изоляторы (*öl-isolatoren*, один из подобных изоляторов изображён рис. 1.4а [5]), но они были сложны в изготовлении и обслуживании, и мало пригодны для массовой продолжительной эксплуатации. Среди множества ранних конструкций стоит выделить изоляторы *Delta*, предложенные заводом Porzellanfabrik Hermsdorf-Klosterlausnitz в 1897 году. Эти изоляторы оказались весьма удачными, как с точки зрения технологичности производства, так и с точки зрения эксплуатационных характеристик. Они производятся по сей день в различных вариантах множеством заводов, оставаясь одной из наиболее распространённых конструкций штыревых высоковольтных изоляторов. Базовыми моделями для наиболее распространённых современных разновидностей изоляторов Delta стали образцы 1905, 1907 (рис. 1.4б [4]) и 1920 года. Изоляторы Delta обладали и известным недостатком: при значительном сколе хотя бы одной из юбок происходит сильное перераспределение электрического поля и перекрытие изолятора электрической дугой. В конце 1910-х годов С. L. Fortescue и S. W. Farnsworth исследовали электрические характеристики изоляторов Delta завода Pittsburgh и предложили трёхъябочный изолятор конструкции *Faradoid* (рис. 1.5), лишённый этого недостатка (патент компании Westinghouse Electric & Manufacturing, 1918 год), но более сложный в производстве [4]. В Италии и наряду с Delta большое распространение получил изолятор конструкции *Paderno* (1896) фарфоровой фабрики Richard Ginori.



а. маслonaполненный изолятор и пипетка для заправки изоляторов маслом



б. изолятор Delta завода Porzellanfabrik Hermsdorf на 35 кВ

Рис. 1.4: первые изоляторы для ЛЭП

Среди множества ранних конструкций стоит выделить изоляторы *Delta*, предложенные заводом Porzellanfabrik Hermsdorf-Klosterlausnitz в 1897 году. Эти изоляторы оказались весьма удачными, как с точки зрения технологичности производства, так и с точки зрения эксплуатационных характеристик. Они производятся по сей день в различных вариантах множеством заводов, оставаясь одной из наиболее распространённых конструкций штыревых высоковольтных изоляторов. Базовыми моделями для наиболее распространённых современных разновидностей изоляторов Delta стали образцы 1905, 1907 (рис. 1.4б [4]) и 1920 года. Изоляторы Delta обладали и известным недостатком: при значительном сколе хотя бы одной из юбок происходит сильное перераспределение электрического поля и перекрытие изолятора электрической дугой. В конце 1910-х годов С. L. Fortescue и S. W. Farnsworth исследовали электрические характеристики изоляторов Delta завода Pittsburgh и предложили трёхъябочный изолятор конструкции *Faradoid* (рис. 1.5), лишённый этого недостатка (патент компании Westinghouse Electric & Manufacturing, 1918 год), но более сложный в производстве [4]. В Италии и наряду с Delta большое распространение получил изолятор конструкции *Paderno* (1896) фарфоровой фабрики Richard Ginori.

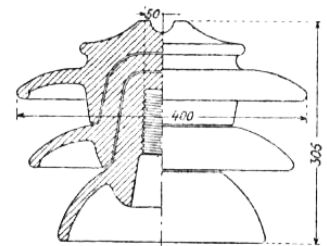
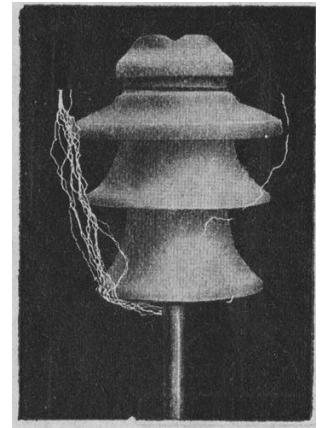


Рис. 1.5: изолятор *Faradoid*

Другой серьёзной проблемой, вставшей перед электротехниками и производителями изоляторов, было получение высококачественного электротехнического фарфора. Изготовление электротехнического фарфора —

сложный технологический процесс, включающий в себя приготовление фарфоровой массы, глазури, формовку, обжиг и покрытие глазурью заготовок, электрические и механические испытания готовых изделий. Свойства получаемого фарфора существенно зависят как от подбора рецептуры и качества приготовления фарфоровой массы, так и от выбора режима обжига, а время операций со свежеприготовленной массой строго ограничено [3; 9]. Свойства сырья для приготовления фарфоровой массы могли сильно различаться в зависимости от места добычи, что затрудняло унификацию производства (СССР это создало значительные трудности при введении государственного стандарта на высоковольтные изоляторы в 1930-х годах). Важной характеристикой является однородность фарфоровой массы. Наличие в фарфоре пор негативно влияет на продолжительность срока службы изоляторов. По исследованиям ряда специалистов по изоляторному делу некоторые формы пористости приводят к порче изоляторов даже в условиях хранения [3]. Несовершенство технологии приводило к тому, что изоляторы отличались невысокой надёжностью, как механической, так и электрической. Характеристики однотипных изоляторов разных партий одного и того же завода могли существенно отличаться друг от друга. Для увеличения механической прочности прибегали к усложнению конструкции, что делало изоляторы более дорогими и массивными. При том масса их росла пропорционально квадрату напряжения линии, что очень усложняло конструкцию опор и траверс, заставляло уменьшать пролёты и в конце концов делало строительство ЛЭП напряжением выше 60–80 кВ нерентабельным [7].



Что касается отечественного положения дел, то не смотря на большой опыт производства качественных фарфоровых изоляторов для ВЛС (относительно массовое производство с 1862 года [фабрика Корниловых], а первый государственный стандарт на телеграфные изоляторы был введён телеграфным департаментом в 1864 году [2]), из-за отсутствия в дореволюционные годы необходимой испытательной базы и трудностей организации технологического процесса достигнуть значительного успеха в производстве высоковольтных изоляторов удалось только к 1924 году. Впервые в экспериментальном порядке изоляторы на напряжение до 10 кВ производились уже в 1910-х годах. Испытания их проводили в Германии, в лаборатории фарфорового завода города Гермсдорф. Опыт оказался удовлетворительным с технической точки зрения, однако эти изоляторы не выдержали конкуренции с иностранными фирмами, так как их конструкция была сравнительно сложной. В 1915 году было организовано производство изоляторов по немецким образцам на напряжение до 20 кВ на Рижском фарфоровом заводе [8]. В начале 20-х годов изоляторы на 35 кВ производились Дулёвским и Ломоносовским фарфоровыми заводами, однако

на сооружение и бесперебойную эксплуатацию ВЛ. Также росла и ответственность в случае аварий. Составные (собранные из нескольких брёвен) деревянные опоры с ростом напряжения становились очень сложны и неудобны при монтаже, надёжность их падала, а срок службы даже при использовании антисептиков не превосходил 15 лет [1; 7]. В связи с этим большее внимание стало уделяться металлическим опорам.

Стоит отметить, что и ранее, в 1850–70-х годах при сооружении ВЛС изыскивались возможности применения металлических опор, как более надёжных и долговечных. Однако на магистральных линиях их количество по сравнению с деревянными было невелико. Массовое применение такие опоры получили только в Швейцарии. Более ограничено они применялись в Пруссии (рис. 1.8а), Франции (рис. 1.8г и д) и Англии (рис. 1.8в). В России в 1870-х годах были спроектированы и испытаны собственные конструкции железных столбов для магистральных телеграфных линий (пример — рис. 1.8б), некоторые из которых показали хорошие с точки зрения надёжности результаты, однако использование таких опор при существовавшей низкой цене на лес было признано нецелесообразным [2]. Кроме того, в те годы ещё не существовало строгих всеобщих стандартов на железо, что затрудняло производство опор с одинаковыми характеристиками. Опоры пробовали изготавливать из разных сортов литого и сварочного железа, и далеко не все из них удовлетворяли одновременно и требованиям надёжности, и экономии. Одни из них получались слишком тяжёлыми и дорогими, а другие — менее надёжными, чем деревянные столбы.

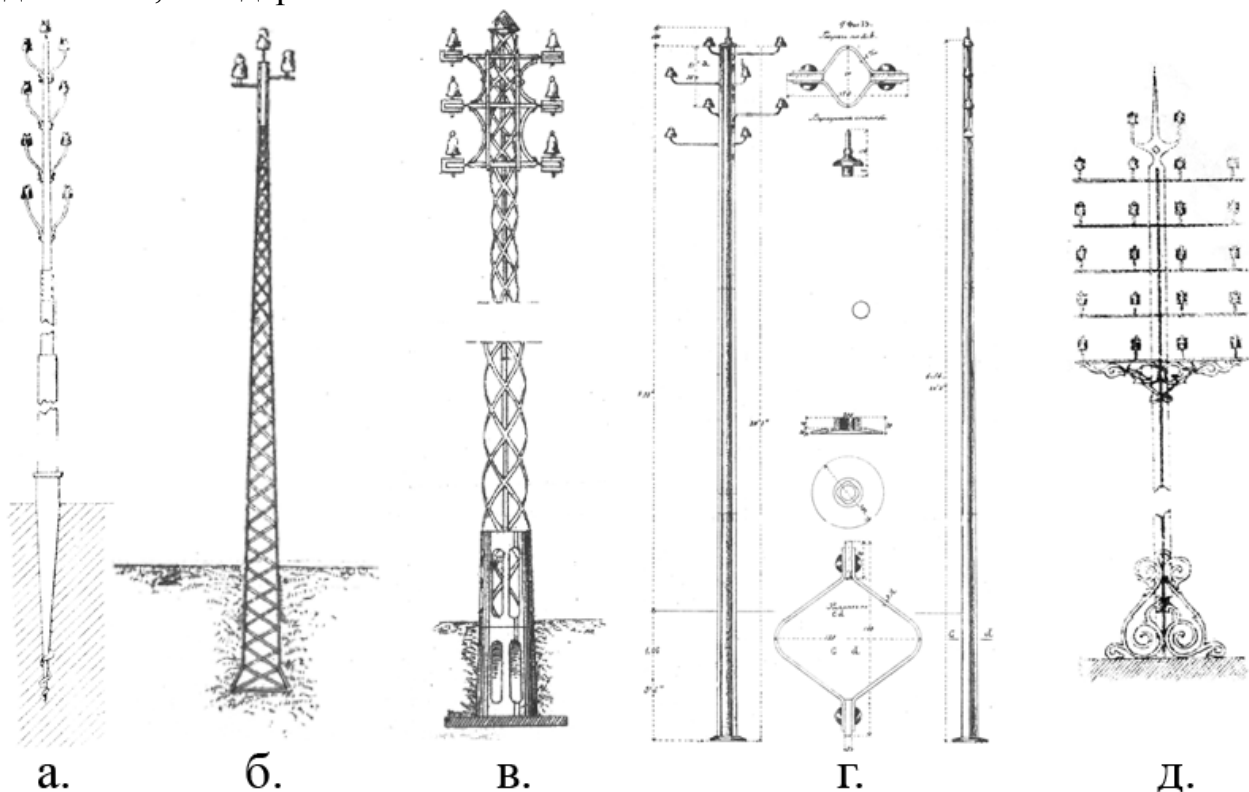


Рис. 1.8: железные телеграфные столбы разных систем

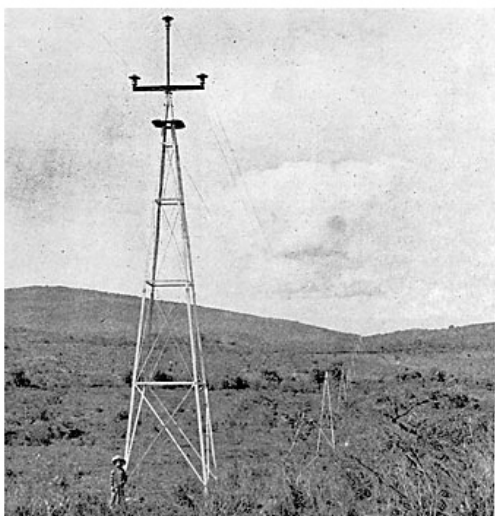


Рис. 1.9: промежуточная опора ЛЭП
Замора - Гуанахуато

Одной из первых в мире высоковольтных ЛЭП, сооружённых на металлических опорах, была трёхфазная одноцепная ВЛ 60 кВ Замора — Гуанахуато (Zamora — Guanajuato), предназначавшаяся для электроснабжения шахт в мексиканском штате Гуанахуато [13]. Ввод линии в эксплуатацию состоялся в 1904 году. Её протяжённость составляла 100 миль (160,9 км). В постройке линии принимали участие американские инженеры.

Вместо одножильных проводов большого сечения, которые применялись тогда на высоковольтных линиях в Америке, были использованы 19-и жильные витые провода диаметром 3/8 дюйма из твердотянутой медной проволоки. Эти провода были выбраны в

результате большого числа испытаний за свою высокую проводимость, гибкость и прочность (временное сопротивление разрыву — 55000 фунтов на квадратный дюйм или ~280 МПа). С завода провода поставлялись в бухтах длиной по две мили (3218 м) и соединялись обжатием медных овальных соединителей.

Приготовленные специально для этой линии изоляторы фирмы Locke Insulators были одними из самых больших в мире: имели высоту 305 мм, диаметр 356 мм и массу 15 фунтов (6,75 кг). Каждый изолятор состоял из четырёх частей (рис. 1.10), две из которых соединялись на заводе, а остальные поставлялись в разобранном виде и соединялись портландцементом на экипировочных пунктах. После застывания цемента рабочие брали готовые изоляторы, вешая их на плечи по две штуки через коромысло, и пешком доставляли до места установки.

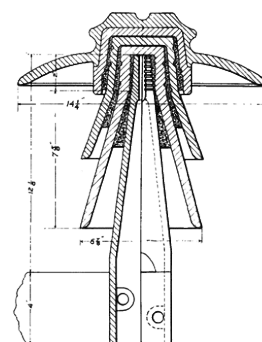


Рис. 1.10: изолятор
фирмы Locke

Опоры были закуплены у компании Aeromotor Windmill, производившей ветряные мельницы. Мачты ветряных мельниц хорошо подходили для использования в качестве опор ЛЭП с точки зрения прочности и экономии, так как требовали лишь минимальных изменений в конструкции, связанных с установкой арматуры для крепления проводов. Стандартная промежуточная опора (рис. 1.9) высотой в 40 футов (12 м) состояла из мачты (ствола), выполненной из уголков, металлической траверсы на два изолятора и закреплённой по центру 3/4-х дюймовой трубы для крепления верхнего изолятора. Для подтверждения прочности конструкции на фирме были проведены механические испытания: опору закрепили горизонтально к стене здания и подвесили за верхушку платформу со свинцовыми грузами. Труба верхнего изолятора начала отклоняться от горизонтального положения при нагрузке 900

фунтов (405 кг), при этом прогиба самой мачты не происходило. При нагрузке 1234 фунта (555 кг) прогиб трубы достиг 6 дюймов, после снятия нагрузки остаточный прогиб составил 1 дюйм. При нагрузке 1560 фунтов (702 кг) труба продолжила изгибаться, пока груз не оказался на земле. Результаты были признаны удовлетворительными, и опоры пустили в производство. На всём протяжении линии длина пролёта составляла 132 метра, кроме короткого участка у Гуанахуато, где из-за особенностей местности пришлось применить 60-и футовые опоры и удлинённые 400-х метровые пролёты.

Применение металлических опор на ВЛ Замора — Гуанахуато вызвало существенный интерес в среде инженеров-электриков. В 1904–06 годах в США было сооружено ещё несколько линий с опорами аналогичной конструкции.

2. Новые изоляторы для высоковольтных линий

Существенно поспособствовало развитию электросетевой индустрии изобретение *подвесных изоляторов*. Во второй половине 1910-х годов встала проблема изоляции для 100-киловольтных ЛЭП, для чего штыревые изоляторы применяться уже не могли. Результатом работы по разрешению этой проблемы стало изобретение нескольких конструкций подвесных изоляторов. В 1907 году Эдвард Хьюлетт (Edward Hewlett) и Гэрольд Бак (Harold Buck) изобрели первый пригодный для промышленной эксплуатации «цепочечный» подвесной изолятор (рис. 2.1а) [4]. Эти изоляторы имели ряд недостатков. На находящейся в пустом пространстве фарфора арматуре происходило коронирование, что приводило к её повреждению, а система сцепления в гирлянды даже с последующими улучшениями оставалась сложной. Но система Хьюлетта быстро получила распространение, так как была достаточно надёжна и позволяла сооружать линии напряжением выше 80 кВ. Одним из преимуществ изоляторов Хьюлетта было то, что при разрушении одного из фарфоровых элементов гирлянда не распадалась, и провод не падал на землю. В 1907–1910 году появились также первые подвесные изоляторы «с шапкой и стержнем»: Фреда Локе (Fred Locke) и Джона Данкана (John Duncan) (рис. 2.1б), и тарельчатые изоляторы фирмы Ohio Brass (рис. 2.1в) [3; 4].

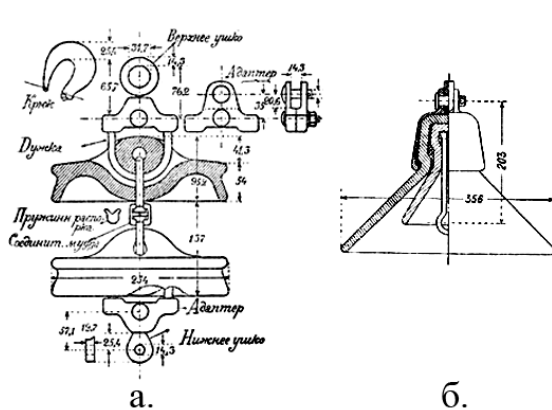


Рис. 2.1: первые подвесные изоляторы

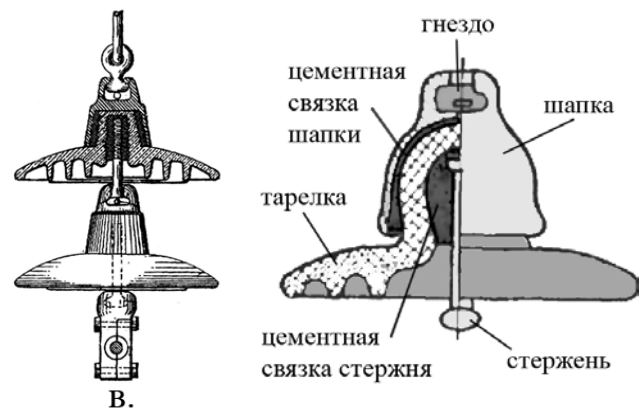


Рис. 2.2: изолятор в разрезе

Эти изоляторы отличались более совершенной конструкцией, превосходили систему Хьюлетта по технологичности производства, электрическим качествам и удобству монтажа, но имели существенный недостаток: из-за несовершенства цементной связки (рис. 2.2) и несовпадения коэффициентов расширения сопрягаемых деталей стержень шарнирного сопряжения часто вырывало из изолятора, что приводило к разрыву гирлянды и падению провода. Подбор состава связки и обеспечение технологии её производства оказалось очень трудной задачей. Самые первые из этих изоляторов были также подвержены разрыву шапки. Отличительной чертой цепочечных и тарельчатых изоляторов является то, что в большинстве их конструкций форма изолирующей детали выбиралась так, чтобы фарфор работал преимущественно на сжатие, то есть в наиболее благоприятном с точки зрения механических напряжений режиме.

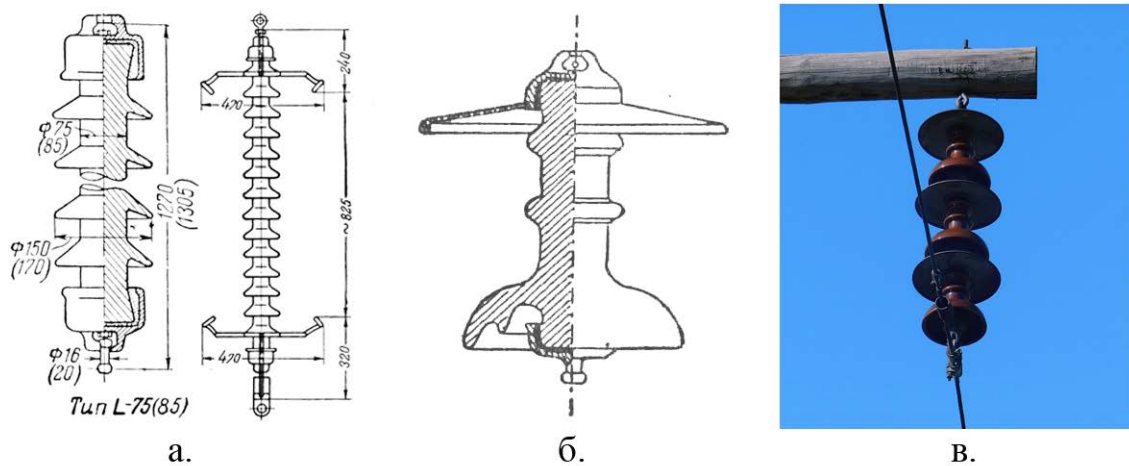


Рис. 2.3: длинностержневой и "моторный" изоляторы

В 1910-х годах подвесные изоляторы массово производились фирмами Porzellanfabrik Hermsdorf и Philipp Rosenthal & CO в Германии, Thomas & Sons, Locke Insulators и Ohio Brass в США. Попытки найти наилучшую конструкцию подвесных изоляторов привели к созданию «моторных» (1920, рис. 2.3б, в), длинностержневых (1937, рис. 2.3а) и паучковых изоляторов, но из всех предложенных вариантов наибольшее распространение во всём мире в силу своих преимуществ получили тарельчатые изоляторы типа Ohio Brass [4; 7; 14]. Большие усилия были брошены на решение всё ещё существовавшей проблемы заделки стержня. В то время, как в США шли по пути совершенствования состава цементной связки, в Германии разрабатывали различные, порой весьма сложные «бесцементные» конструкции: Kugelkopf (H. Shomburg & Söhne AG, 1914), Untra (1917), Kegelkopf (P. Rosenthal & CO, 1922), V-ring, Federring (Porzellanfabrik Hermsdorf, 1919), Kugelring (1925) и другие [4; 14; 21]. Среди них наибольшее распространения получили Kugelkopf, Kegelkopf и Federring.

В изоляторах Kugelkopf (автор проекта — Фридрих Шайд) (рис. 2.4а) в полость тарелки до обжига помещался обожжённый фарфоровый шар, в который

вставлялась гайка. При обжиге размер тарелки и горловины её полости уменьшался, и шар с гайкой оказывался заперт в полости. Далее в шар вкручивался стержень, и полость заливалась свинцовым сплавом. Такая конструкция была сложна, но обладала хорошими механическими и электрическими характеристиками, а главное решала проблему вырывания стержня. В СССР изоляторы Kugelkopf применялись на линии Шатура — Москва и многих других.

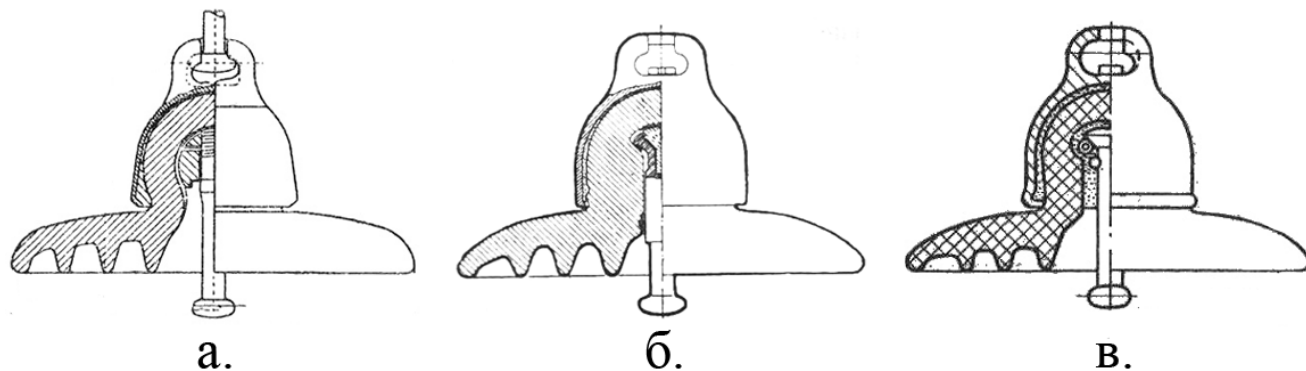


Рис. 2.4: "бесцементные" тарельчатые изоляторы основных типов

Конструкция Kegelkopf (рис. 2.4б) фирмы «Розенталь» (автор проекта — Ойген Альтман) была устроена значительно проще: полость тарелки изолятора имела коническую форму и узкую цилиндрическую горловину по диаметру примерно в 1,5 раза больше стержня. В полость помещался стальной конус. Верхний конец стержня, помещаемый в полость тарелки, выполнялся в виде четырёх «лепестков». Перед установкой в тарелку этот конец стержня разогревался в индукционной печи и надвигался на стальной конус, находящийся в полости. Лепестки на конце стержня расходились, обхватывали конус, расклиниваясь в полости тарелки. Затем полость заполнялась свинцовым сплавом.

Изоляторы Federring (рис. 2.4в) были как «бесцементными», так и с цементной связкой. На верхнем конце стержня вытачивался уступ особой формы, в который упиралась надетая на стержень закольцованная цилиндрическая пружина с металлическими шариками внутри (рис. 2.5). Снизу пружина поджималась специальной шайбой. Собранный стержень помещался в полость тарелки и заливалась свинцовым сплавом с наполнителем из стальных опилок. В последствии свинцовый сплав заменили на цементную связку. В таком виде изолятор Federring вошёл в немецкий стандарт DIN [27].

«Бесцементные» конструкции, даже такие относительно простые, как Kegelkopf, всё-таки были дорогими, и от них со временем отказались (к 50-м такие изоляторы массово не производились). Сейчас во всём мире стеклянные и фарфоровые тарельчатые изоляторы изготавливаются с применением цементной связки.

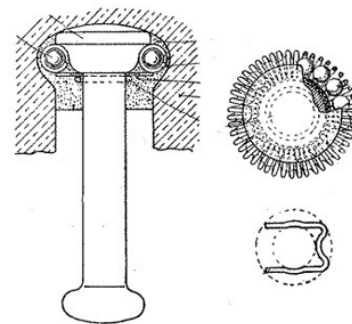


Рис. 2.5: силовой узел изолятора Federring

3. Провода и арматура

Для крепления проводов к гирляндам подвесных изоляторов и гирлянд к опорам, для защиты изоляторов от электрической дуги при перекрытии, соединения проводов и защиты их от вызываемой ветром вибрации используется различная линейная арматура. Изолирующие подвески ЛЭП, состоящие из гирлянд изоляторов и арматуры, различаются по назначению и бывают двух основных видов: поддерживающие и натяжные (анкерные).

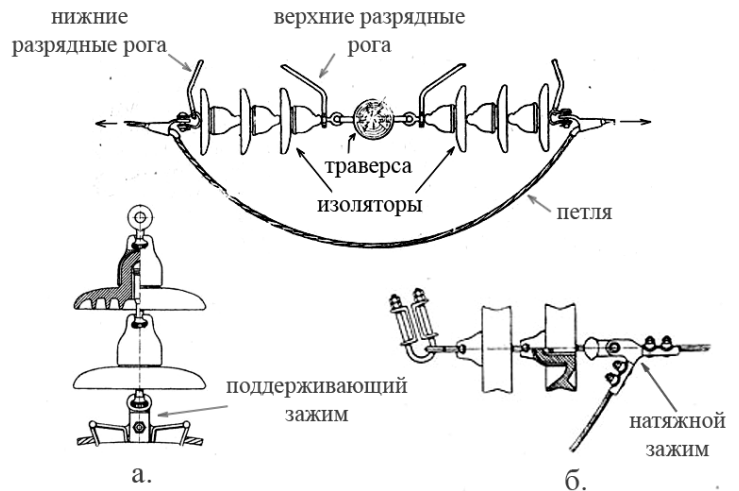


Рис. 3.1: изолирующие подвески

Поддерживающие подвески (рис. 3.1а) применяются для крепления проводов на промежуточных опорах и в нормальном режиме воспринимают только вес провода и поперечную нагрузку от ветра. Натяжные подвески (рис. 3.1б) делаются на анкерных опорах для продольной фиксации (анкеровки) проводов и в нормальном режиме воспринимают полное тяжение провода. Число гирлянд в изолирующих подвесках может быть различным. На нормальных (не переходных) промежуточных опорах в поддерживающей подвеске обычно бывает 1 гирлянда. В натяжных подвесках на нормальных анкерных опорах бывает 1–2 гирлянды. Подвески с двумя гирляндами применяются там, где требуется повышенная надёжность: при переходе через искусственные сооружения (дороги, ВЛС), небольшие естественные преграды или в городских условиях. Подвески с тремя и более гирляндами делаются на линиях с расщеплёнными фазами или на переходах через большие водоёмы и прочие естественные препятствия.

Провода для линий электропередачи высокого напряжения изначально изготавливались преимущественно из меди. По электропроводности медь превосходит все другие металлы, применяемые для изготовления проводов ЛЭП, но имеет также самую высокую стоимость. В редких случаях для изготовления проводов применялась бронза. Алюминиевые провода не получили большого распространения из-за малого временного сопротивления разрыву (16 кг/мм², более, чем в два раза меньше, чем у меди). В основном они применялись на ЛЭП напряжением до 35 кВ и продолжают применяться на линиях 0,4 кВ. В Западной Европе и США к 1930-м годам стали использоваться провода из алюминиевого сплава «Алдрей», который по пределу прочности на разрыв почти соответствовал меди и имел удельный вес 2,7, что примерно в три раза меньше, чем у меди (8,89), но также и меньшую электропроводность [1]. К 1910-м годам провода для ЛЭП делались преимущественно витыми (рис. 3.2).

Наибольшее распространение после медных проводов получили сталеалюминиевые (СА) провода, внедрять которые начали в 1920-х годах. СА-провода состоят из стального витого сердечника и внешних алюминиевых повивов (рис. 3.2). Сталь, имеющая временное сопротивление разрыву 70–130 кг/мм², обеспечивала проводу высокую прочность, а алюминий - электропроводность. При напряжении 220 кВ и выше приходится считаться с явлением коронного разряда, который вызывает электрические потери, радиопомехи и электрокоррозию. По условиям короны провода при напряжении 220 кВ должны иметь диаметр не менее 25 мм (сечение примерно 350 мм²) [1]. При увеличении напряжения диаметр приходится увеличивать (а на линиях сверхвысокого напряжения прибегают к расщеплению фаз на несколько проводов, расположенных по сторонам правильного многоугольника). На первых ЛЭП 220 кВ сечение проводов из экономических соображений (с учётом потерь на корону) принималось порядка 150–240 мм². При использовании меди для проводов такого сечения обнаруживается нерациональное использование материала. Одним из решений было применение пустотелых проводов, которое всё же приводило к 5–15% перерасходу меди, да и процесс их изготовления был сложным и дорогим [1]. Единственной выгодной альтернативой было использование СА-проводов. В настоящее время, не смотря на появление около 30 лет назад проводов с композитными сердечниками и токоведущими жилами из термостойких сплавов, СА-провода остаются самым распространённым типом проводов для высоковольтных ЛЭП.

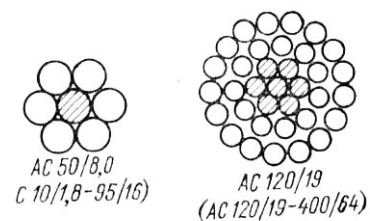
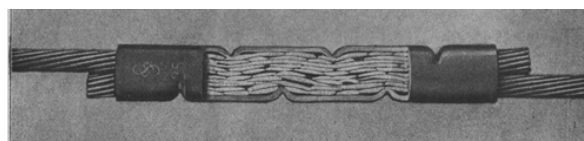


Рис. 3.2: отечественные СА-провода

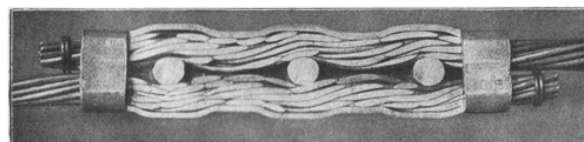
В Советском Союзе линии электропередачи с СА-проводами стали появляться в 1930-х годах (первая из них была построена в 1928–29 году). В начале 30-х значительное внимание уделялось «алдреевым» проводам, но большого распространения они не получили из-за их большей, чем у меди и СА-проводов подверженности повреждениям от ветровой вибрации [1].

Соединение проводов ЛЭП может производиться в пролёте между опорами или в петле анкерной опоры. Соединение в петле является предпочтительным, так как в этом случае оно работает в более благоприятных условиях, чем в пролёте (не испытывает полного тяжения проводов). К соединению в пролёте предъявляются более жёсткие требования: оно должно одновременно обладать низким электрическим сопротивлением и выдерживать полное тяжение провода. Для соединения проводов ЛЭП изначально применялись зажимы трёх типов: трубчатые, заклёпочные и болтовые. Трубчатые зажимы (овальные соединители) представляли из себя трубки овального сечения длиной 0,5–1 метр (в зависимости от типа и сечения провода), изготовленные из того же металла, что и соединяемые провода. Концы проводов заводились в трубку, как показано на рис. 3.3а, и она

обжималась, либо скручивалась в специальных клещах. Заклёпочные зажимы, так же называемые клеммами Гофмана [6; 7], изначально применяли на телеграфных линиях. Соединяемые провода вкладывались в корпус клеммы и прижимались пластиной, фиксируемой одной или тремя заклёпками. Клеммы Гофмана для ЛЭП отличались от телеграфных только размерами и материалом корпуса (рис. 3.3б). В



а.



б.

Рис. 3.3: соединительные зажимы

болтовых (плашечных) зажимах провода зажимались между двумя плашками, соединяемыми 1–3 болтами. Все три типа зажимов применялись для соединения проводов в пролёте. Соединения с клеммами Гофмана и болтовыми зажимами чаще выходили из строя, чем с овальными соединителями, поэтому они достаточно быстро вышли из употребления. От использования клемм Гофмана полностью отказались, а болтовые зажимы стали применяться только для соединения проводов в петлях. Для проводов сечением более 240 мм^2 применялись прессуемые соединительные зажимы (соединение СА-проводов делалось в два этапа: сначала внутренней прессуемой «гильзой» соединялись сердечники, затем опрессовывали внешний трубчатый корпус). Для соединения проводов в петлях анкерных опор с 30-х годов большое распространение получила термитная сварка, обеспечивающая хороший электрический контакт. При соединении проводов сечением до 185 мм^2 термитная сварка иногда применяется в комбинации с овальным соединительным зажимом. Концы проводов выводятся из трубки на $3/4$ длины зажима и соединяются термитным патроном.

Одними из самых ответственных элементов арматуры являются натяжные и поддерживающие зажимы, предназначенные для крепления проводов к гирляндам изоляторов на анкерных и промежуточных опорах соответственно. Конструкция зажимов имеет очень существенное значение для надёжности работы линии. Первые зажимы часто изготавливались кустарно, но за несколько лет эксплуатации было замечено, что применение неудачных конструкций зажимов приводит к более частым обрывам проводов [1]. Устьям и прижимным плашкам зажимов стали придавать сглаженные формы, стараясь минимизировать как статические, так и динамические (вызываемые ветровой вибрацией) напряжения, образующиеся в проводе при перегибе и поперечном сжатии в корпусе и на выходе из зажима. Для предотвращения переламывания провода при вибрации ось качания (шарнирной подвески) в некоторых конструкциях



Рис. 3.4: натяжной болтовой зажим Гофмана для медных проводов

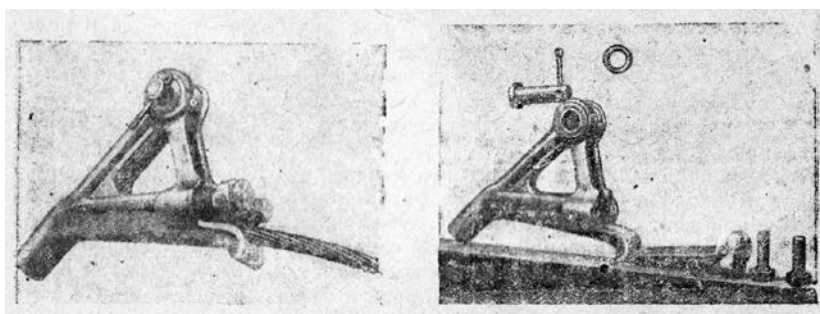


Рис. 3.5: совмещённый натяжной зажим Гофмана для медных проводов

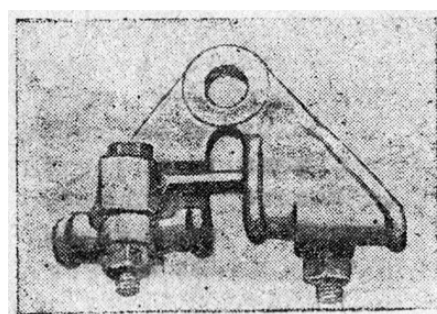


Рис. 3.6: скользящий зажим

поддерживающих зажимов размещали так, чтобы она пересекалась с продольной осью провода. При создании зажимов для медных и СА-проводов сечением 50–120 мм² (применяемых на ВЛ 35–110 кВ) руководствовались больше механическими, чем электрическими соображениями, из-за чего зажимы были часто угловатые, но некоторые фирмы старались всё же минимизировать корону, придавая зажимам по возможности более плавную форму. На корпусах зажимов часто размещали крепления для разрядных рогов, а завод Electroarmaturenwerk J. W. Hofmann (первый в Европе специализированный завод арматуры для ЛЭП [18]) изготавливал поддерживающие зажимы с корпусом, совмещавшим в себе функцию нижнего электрода защитного искрового промежутка (рис. 3.1а). Для крепления проводов в зажимах использовались в основном болты с плашками разнообразной формы. Натяжные зажимы при небольшом сечении провода выполнялись клиновыми и совмещёнными (в таких зажимах клин дополнительно фиксировался болтами) (рис. 3.5). В 1920-х годах для защиты промежуточных опор при односторонних обрывах проводов были придуманы зажимы с ограниченной прочностью заделки: выпускающие, скользящие и сбрасывающие (рис. 3.6, 3.7). При возникновении неравномерного тяжения такие зажимы позволяли проводу выпасть из зажима или проскользнуть в нём и опуститься на землю, не повреждая опору [17; 19]. В СССР они получили широкое распространение на линиях с деревянными опорами. На рис. 3.7 представлен выпускающий зажим для медных проводов производства завода В. Гофмана, в котором провод проскальзывает при изменении угла наклона корпуса по отношению к горизонтали. На рис. 3.7а изображено нормальное положение зажима, на рис. 3.7б — с раскрытой прижимной плашкой.



Рис. 3.7: выпускающий зажим Гофмана

С появлением медных и СА-проводов сечением более 180 мм² выяснилось, что

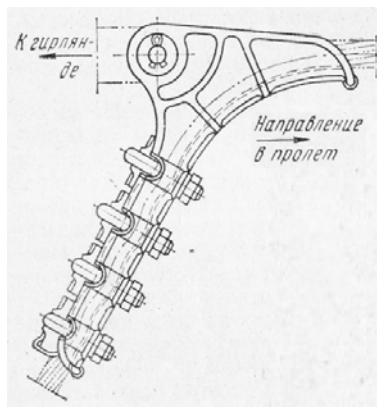


Рис. 3.8: современный болтовой зажим НБН для СА-проводов сечением до 240 мм²

старые конструкции зажимов для них не подходят. При проектировании поддерживающих зажимов для проводов большого сечения для закрепления проводов по-прежнему применялись плашки с болтами, а главное внимание приходилось уделять нахождению оптимальной формы корпуса и плашек. В случае натяжных зажимов болты крайне плохо подходили для крепления проводов сечением более 240 мм², так как не обеспечивали необходимой прочности заделки без существенной деформации провода или нерационального усложнения конструкции. В связи с этим появились прессуемые натяжные зажимы двух основных конструкций. В первом случае провод закреплялся только за счёт обжатия трубчатого корпуса зажима. Эта конструкция была более простой, но не самой благоприятной для эксплуатации из-за концентрации механических напряжений в верхнем слое провода. Для СА-проводов чаще применялась и применяется до сих пор вторая конструкция, которая позволяет перераспределить нагрузку с верхнего токопроводящего слоя на несущий стальной сердечник. Зажим такой конструкции состоит из трубчатого корпуса 1 и анкера 2 (рис. 3.9). При монтаже зажима в первую очередь производится запрессовка сердечника в анкер (для чего провод разрезается и конец сердечника очищается от алюминиевых жил), затем опрессовка корпуса. В таких условиях корпус зажима выполняет роль токопроводящего элемента и поэтому изготавливается из алюминия. По способу крепления петли зажимы существуют двух типов: неразъёмный, корпус которого состоит из одной трубки, и разъёмный, в котором петля запрессовывается в отдельную клемму и крепится к основной части корпуса болтами. Второй тип более удобен при монтаже, но требует тщательной проверки

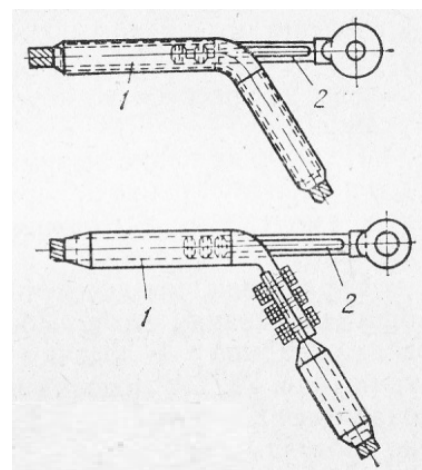


Рис. 3.9: неразъёмный (вверху) и разъёмный (внизу) прессуемые зажимы

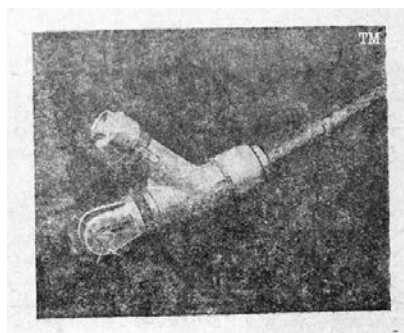


Рис. 3.10: прессуемый зажим Гофмана

качества электрического соединения, которое может ухудшиться в ходе эксплуатации из-за ослабления затяжки болтов (в результате вибрации проводов). Хотя монтаж прессуемых зажимов достаточно сложен, и существуют различные современные альтернативы (клиносочленённые и спиральные зажимы), они продолжают оставаться основным типом зажимов для проводов большого сечения.

Кроме зажимов, на ЛЭП также применяется различная цепная и защитная линейная арматура. К цепной арматуре относятся детали, предназначенные для соединения зажимов с гирляндами изоляторов и гирлянд с опорами: серьги, ушки, скобы, звенья и коромысла. Серьги и ушки используются в качестве переходников от шарнирного соединения «гнездо–пестик», используемого в подвесных изоляторах, к соединению типа «проушина–вилка». Скобы используются для цепного соединения, звенья — для регулировки длины гирлянд и упрощения их монтажа, коромысла — для сборки многоцепных изолирующих подвесок. В зависимости от формы, цепная арматура изготавливается литой из ковкого чугуна, реже штампованной. Отечественная типовая арматура треста «Армсеть» 1930-х годов, как и заграничная, изготавливалась преимущественно литой. В 1942 году в связи трудностями Великой Отечественной Войны был разработан типовой проект упрощённой линейной арматуры и зажимов, изготовление которых могло осуществляться в цехах и мастерских с минимальным станочным парком (так же было налажено изготовление подвесных изоляторов марки ПН-3 из некондиционного сырья). Чтобы минимизировать затраты, большинство деталей изготавливалось из пруткового и листового железа, а их форма выбиралась наиболее простой. Ушки и скобы из этого проекта с небольшими изменениями вошли в более поздние типовые проекты и применялись до конца 60-х годов.

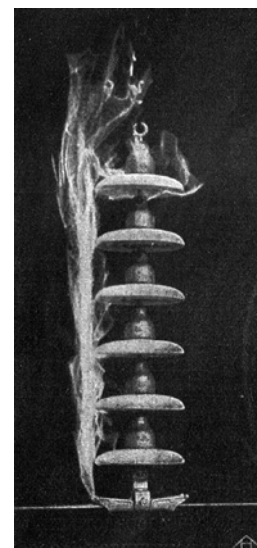


Рис. 3.11

К защитной арматуре относятся разрядные рога, экраны и гасители вибрации. Разрядные рога впервые стали массово применять в 1920-х годах. Они представляют из себя электроды, размещаемые сверху и снизу гирлянды и образующие искровой промежуток (рис. 3.1). Установка разрядных рогов позволяет избежать соприкосновения электрической дуги с изоляторами (рис. 3.12), приводящего к порче глазури и фарфора. Заземлённый электрод мог размещаться как на цепной арматуре гирлянды, так и на опоре. Форма рогов иногда выбиралась так, чтобы способствовать растягиванию и гашению дуги. Со временем разрядные рога стали заменять трубчатыми разрядниками. В настоящее время данные защитные приспособления считаются устаревшими и в России не применяются.

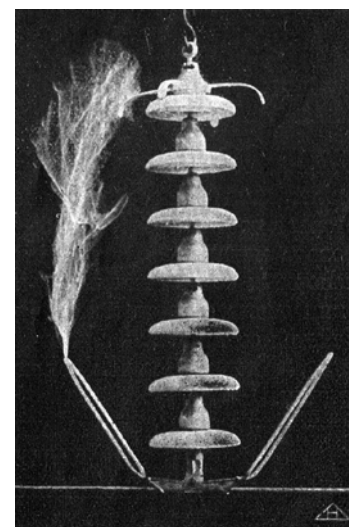


Рис. 3.12: перекрытие гирлянды изоляторов с разрядными рогами.

В 30-е годы появились так же монтируемые на гирляндах изоляторов защитные кольца экраны, предназначенные для снижения неравномерности распределения электрического поля по гирлянде изоляторов и применяемые обычно на ЛЭП напряжением 220 кВ и выше.

С ростом электросетевого строительства всё большее внимание стали обращать внимание на ветровую вибрацию проводов. Обтекание проводов потоком воздуха вызывает три вида автоколебаний. Первый из них в терминологии ЛЭП называют просто вибрацией, это высокочастотные колебания с маленькой амплитудой (порядка диаметра провода), вызываемые срывом турбулентных вихрей при обтекании провода потоком воздуха. В авиации явление такого рода известно, как бафтинг. Второй вид автоколебаний — разновидность флаттера, называемая галлопированием (или «пляской») и отличающаяся высокой амплитудой (до 14 метров) и низкой частотой. Галлопирование образуется, когда поток воздуха обтекает провод со слоем гололёда или изморози («гололёдным крылом»). Третий тип автоколебаний характерен для расщеплённых фаз, и с ним столкнулись много позже. [17; 19]

Наиболее распространённым и первым из детально изученных видов автоколебаний проводов была вибрация. Продолжительная вибрация приводит к перелому повивов и в конечном итоге к обрыву провода (рис. 3.13). Интенсивность вибрации и быстрота развития повреждений

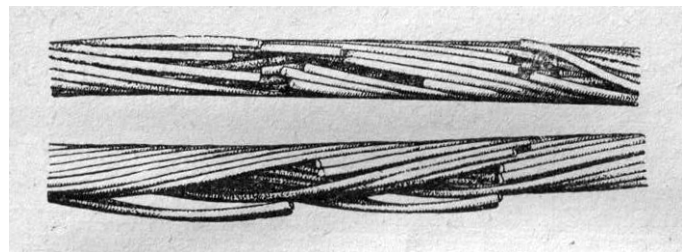


Рис. 3.13: виброповреждения в зажиме

зависит от скорости и направления ветров в районе прохождения линии. Опасные повреждения при отсутствии виброзащиты образуются в срок от нескольких недель до нескольких лет. Очень сильно вибрация проявляется на больших переходах через водоёмы. Такие методы борьбы с виброповреждениями, как усиление провода в районе подвески дополнительными повивами и прутками и подбор формы зажимов, не давали удовлетворительных результатов. Осознав это, инженеры стали изучать механизм вибрации и искать методы её предотвращения и гашения. В 1920 годах американский инженер Джордж Стокбридж (George H. Stockbridge), работавший в энергетической компании California Edison, наблюдал за вибрацией на ведомственных линиях и изобрёл первый эффективный гаситель вибрации проводов (демпфер). Современный гаситель Стокбриджа состоит из тросика и двух закреплённых на нём полых чугунных грузов (рис. 3.14б) [19]. В первоначальном патенте (1928) грузы были монолитными и изготавливались из цемента (рис. 3.14а) [20]. Демпфер Стокбриджа представляет из себя массо-динамический гаситель, рассеивающий энергию колебаний за счёт деформации и взаимного трения проволок тросика. Первый вариант демпфера Стокбриджа имел две резонансные частоты, на которых рассеивание происходило наилучшим образом. В дальнейшем за счёт изменения

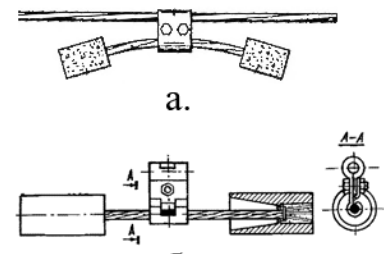


Рис. 3.14: гаситель вибрации Стокбриджа

конструкции диапазон частот демпфера был расширен. Изю всех предложенных гасителей вибрации демпфер Стокбриджа до сих пор наиболее распространён и считается наиболее удачным.

С галлопированием также столкнулись практически с самого начала существования высоковольтных ЛЭП, но подробное изучение этого явления долгое время не проводилось из-за невозможности воспроизвести его нужным образом в лаборатории. Сбор результатов наблюдения тоже представлял трудность, так как это потребовало бы постоянного дежурства на линиях квалифицированного персонала, а подверженные галлопированию линии зачастую проходили в труднодоступных условиях. Галлопирование наносит серьёзные повреждения как проводам, так и гирляндам изоляторов с арматурой. Из-за вызываемых им ударных нагрузок срезаются болты и заклёпки опор, разрушаются сварные швы, деформируются уголки ствола и траверс. Особо сильное галлопирование приводит к обрушению опор (рис. 3.15 [19]). Всё это является причиной значительных материальных потерь, однако в силу сложности явления даже на данный момент не изобретено ещё достаточно эффективного и универсального средства борьбы с ним. Существующие гасители либо сложны и дороги, либо недостаточно эффективны, и наилучшим способом минимизации последствий галлопирования до сих пор считается усиление несущих конструкций и проводов (иногда — плавка гололёда током высокой частоты).

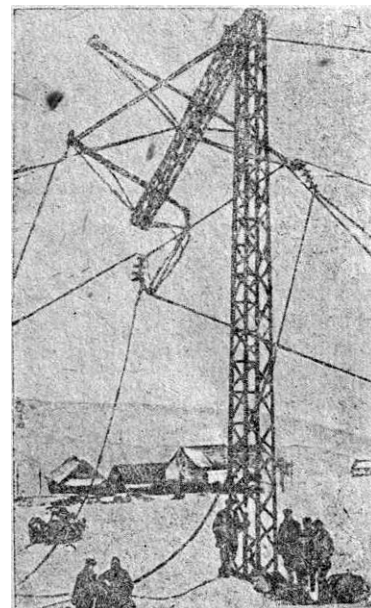


Рис. 3.15: обрушение опоры в результате галлопирования проводов

В России до 30-х годов, основная доля высоковольтной линейной арматуры и изоляторов импортировалась из-за границы, в основном из Германии [4; 8].

Главными поставщиками изоляторов были фирмы Р. Rosenthal & CO и Porzellanfabrik Hermsdorf / HESCHO, но период ГОЭЛРО потребность в изоляторах резко возросла, и заказы на них размещали на многих фирмах: в Германии, Дании, США. Изоляторы для первой в России ЛЭП 115 кВ Кашира — Москва закупили на фирмах «Розенталь» и Schomburg & Söhne, для линии Шатура — Москва — у HESCHO («Общество изоляторов Гермсдорф-Шомбург»), для линий НиГРЭС — у Rosenthal и датской фирмы Norden («моторные» изоляторы, рис. 2.3б), для ЛЭП Волхов — Ленинград — у Locke Insulators («цепочечные» изоляторы Хьюлетта, Рис. 2.1а). На линиях ГОЭЛРО использовались



Рис. 3.16: подвесные изоляторы ПГ-22

изоляторы практически всех европейских и некоторых американских конструкций. Изготовление собственных подвесных изоляторов впервые наладили в 1927 году на заводе «Изолятор» в Москве. Пуск в производство тарельчатых изоляторов ПГ-22 и ПГ-4500 [21] типа Ohio Brass (рис. 3.16), спроектированных для нужд ГОЭЛРО, позволил существенно сократить импорт данного вида электротехнической продукции. Для заделки пестика в этих изоляторах использовали свинцовый сплав с наполнителем из железных шпилек, а в более поздних – цементную связку. К 1932-му году в СССР были выработаны и пущены в массовое производство четыре стандартных типа изоляторов: П-2, П-3, П-4,5 и П-7 (рис. 3.17) [1]. Цифра в марке изолятора означала испытательную нагрузку в тоннах. П-4,5 по классу соответствовал ПГ-4500. Малогабаритный и лёгкий изолятор П-2 был спроектирован несколько позже других специально для линий 35 кВ, где применялись изоляторы П-3 и П-4,5, механическая прочность которых была для таких линий часто избыточной (большого распространения, однако, изоляторы П-2 и более поздние ПЦ-2 не получили). Изолятор П-7 предназначался для ЛЭП 220 кВ и больших переходных пролётов. В первой половине 30-х были также разработаны специальные изоляторы для районов с интенсивным загрязнением атмосферы: ПР-3,5 (для подвесных гирлянд), ПС-4,5 (для натяжных) и другие (рис. 3.17). Силовой узел (шапка, стержень и цементные связки) этих изоляторов был унифицирован с П-4,5. Изоляторы этой серии производились заводом «Изолятор» и арматурно-изоляторным заводом им. Артема в Славянске («АИЗ»). С небольшими изменениями они продолжали производиться до начала 1960-х годов (ПЦ-2, ПЦ-4,5, ПЦ-7, ПФГ-5, ПФГ-6 и др.).

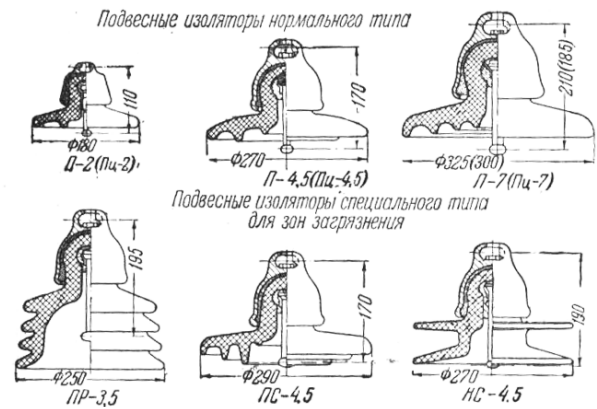


Рис. 3.17: отечественные подвесные тарельчатые изоляторы

Арматурное производство в СССР на начало 1930-х было незначительным и кустарным, что отмечено в материалах ко всесоюзной конференции по электрификации 1932 года [1]. Не имелось собственных конструкций натяжных и поддерживающих зажимов, прочая арматура (крюки, специальные болты для подвески изоляторов) изготавливалась только кустарно. Арматуру поставлял главным образом германский завод Electroarmaturenwerk J. W. Hofmann. Собственное производство арматуры по отечественному проекту было налажено с середины 30-х трестом «Армсеть». К концу 30-х годов в СССР производился весь спектр арматуры и изоляторов для ЛЭП, и импорт практически не требовался (за исключением Ленд-лиза во время Великой Отечественной Войны [27] и ограниченных закупок изоляторов в странах СЭВ).

4. Новый рубеж — 100.000 вольт

В конце 1900-х – начале 1910 годов в мире действовало уже несколько линий электропередачи напряжением 70–100 кВ, большинство из которых находилось в США: линия Muskegon & Grand Rapids Power Co. (напряжение 110 кВ, протяжённость 80 км, подвесные изоляторы Хьюлета, металлические опоры), Stanislaus Electric Power (напряжение 104 кВ, подвесные изоляторы Данкана, металлические опоры), Great Falls Water Pow. Co. (напряжение 102 кВ, протяжённость 210 км), Great Western Power Co. (напряжение 100 кВ, протяжённость 295 км) и другие [22]. В эти годы в США было создано множество различных видов опор, общая отличительная черта которых заключалась в применении пространственных конструкций с широким основанием, составленных из стержней (уголков) сравнительно малых (по сравнению с европейскими конструкциями) сечений [4; 16]. Этот подход, называемый в отечественной практике первой половины XX века «американским» (а опоры, спроектированные таким образом, носили общее название опор «американского» типа), происходил из опыта строительства линий на металлических опорах в 1904–10 годах. Стойки опор в плане — квадратные или прямоугольные, в некоторых случаях — треугольные. Каждая нога помещалась на отдельный фундамент. Расположение проводов могло быть как вертикальным (рис. 4.1а) или треугольным (рис. 4.1б), так и горизонтальным (рис. 4.1в). Опоры «американского» типа применялись при длине пролёта до 250 м и устанавливались в районах со слабым или умеренным гололёдообразованием.

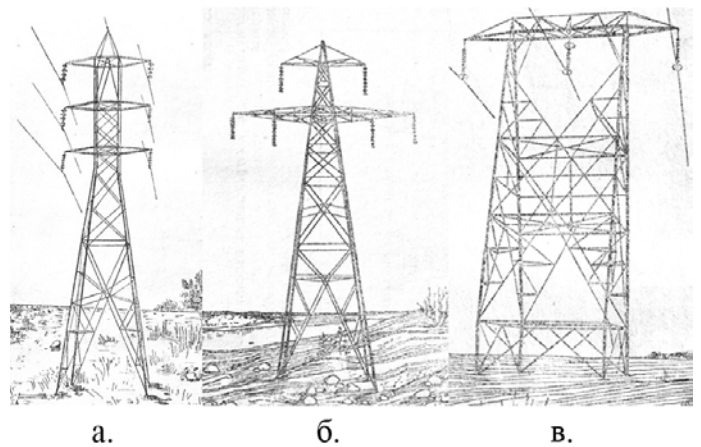


Рис. 4.1: американские опоры ЛЭП

В 1912 году была введена в эксплуатацию первая в Европе линия электропередачи 110 кВ Лауххаммер — Грёдиц — Риза (Lauchhammer — Gröditz — Riesa). Она предназначалась для питания заводов и другой инфраструктуры «Горнопромышленного Общества Лауххаммера». Перед строительством линии были проведены подробные изыскания, изучен опыт эксплуатации подобных установок в США. В числе прочего изучались вопросы наилучшего расположения проводов, явления коронного разряда, производились сравнения разных вариантов линии с разным напряжением и количеством цепей. В результате рассматривались два основных варианта: ВЛ 85 или 110 кВ. При том в первом случае учитывалась возможность применения штыревых изоляторов (линии 70–80 кВ с ними существовали в Европе). По результатам сравнений и опытов Гёргеса, Вейдига и Иенша выбор пал на вариант двухцепной ЛЭП 110 кВ с металлическими опорами (рис. 4.2), подвесными изоляторами и медными проводами сечением 42 мм² (6

проволок по 7 мм²). Рассматривались также бронзовые и алюминиевые провода, но выбор пал на медные, так как они лучше всего выдерживали нагрузку от снега и инея. Опоры для этой ЛЭП проектировались с большим запасом прочности, чем американские, так как линия проходила по районам с частым образованием гололёда и изморози на

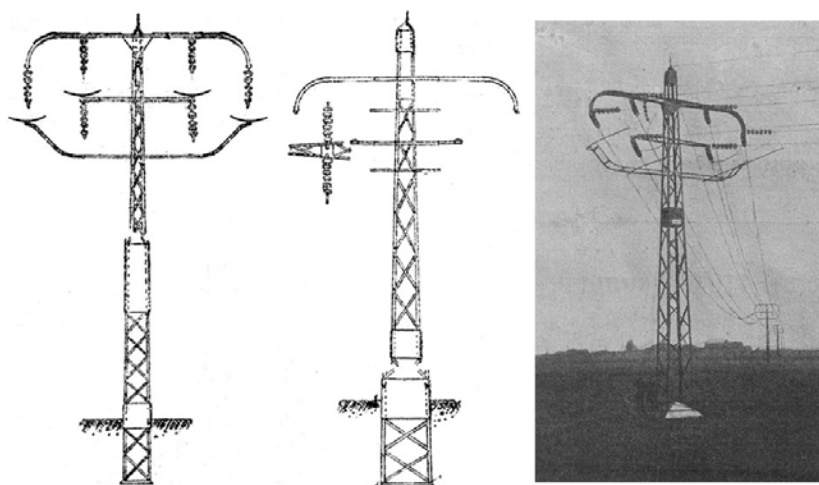


Рис. 4.2: опоры линии Лауххаммер - Грёдиц - Риза

проводах. Конструкция опор отличалась компактностью: узкий ствол квадратного сечения помещался на один массивный фундамент. Пояса (вертикальные уголки) соединялись перекрёстной или треугольной решёткой («змейкой»). Опоры такой конструкции позволяли сэкономить на отчуждаемой под них земле и в первой половине XX века получили в Европе наибольшее распространение. В России опоры подобного типа называли «немецкими». Высота опор составляла 18 и 19 метров, а нормальный пролёт — 150–180 метров. Провода каждой цепи располагались по углам равностороннего треугольника со стороной 1,8 метров, для чего на опорах были устроены траверсы оригинальной конструкции. На верхушке каждой опоры крепился молниеотвод и грозозащитный трос. На промежуточных опорах для подвески проводов использовались гирлянды из пяти паучковых подвесных изоляторов Porzellanfabrik Hermsdorf (рис. 4.3б), а на анкерных применялись одинарные и двойные (там, где требовалась дополнительная механическая прочность) гирлянды из шести тарельчатых изоляторов конструкции «рыбий хвост» (Fischschwanzform) фирмы «Розенталь» (рис. 4.3а), разработанных в 1911 году специально для этой линии и получивших в дальнейшем широкое распространение (в России такие изоляторы назывались «оттяжными»). [4; 23]

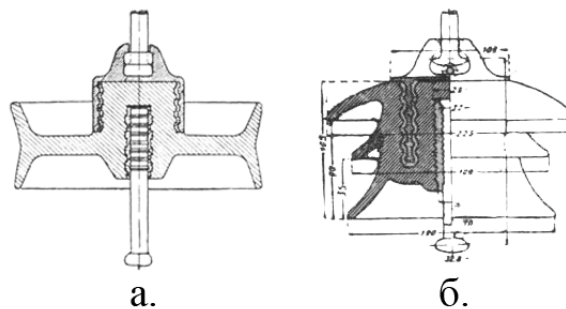


Рис. 4.3: изоляторы линии Лауххаммер - Грёдиц - Риза

В 1929 году завершилось строительство ещё одной ЛЭП, которая обратила на себя значительное внимание инженеров во всём мире — Рейн-Вестфальской электропередачи (другое название — Nord-Süd-Leitung). Эта двухцепная линия

строилась с 1924 года компанией RWE AG и проектировалась под напряжение 380 кВ (что было новшеством), но до 1964 года эксплуатировалась на напряжении 220 кВ. Значительный интерес представляла как электрическая часть линии, так и механическая. Опоры были узкобазными, с треугольным расположением проводов в три яруса. Промежуточная опора (C1-mast) показана на рис. 4.4. Проект и опыт эксплуатации Рейн-Вестфальской ЛЭП подробно изучался (в числе прочих) советскими инженерами при проектировании первой в СССР линии 220 кВ Свирь — Ленинград.

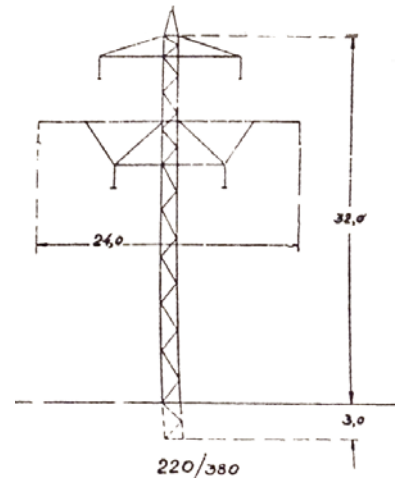


Рис. 4.4: опора Рейн – Вестфальской линии

В начале 20-х годов в Европе, и особенно в Германии и союзных ей странах предпочтение отдавалось узкобазным опорам, распространённый вариант которых показан на рис. 4.6. Основными схемами расположения проводов были «бочка» и «ёлка» и шахматное расположение. Такое расположение проводов позволяло повысить механическую надёжность ЛЭП, не прибегая к излишнему усложнению опор (хотя опоры всё же приходилось делать более высокими). Из числа первых линий выделяется построенная в 1918 году ЛЭП 100 кВ Унтра — Стокгольм, на момент постройки вторая по напряжению линия в Европе (после ЛЭП Лауххаммер — Риза) [32]. Эта ЛЭП работала на частоте 25 Гц. Опоры для Стокгольмской линии 100 кВ были спроектированы с элементами промышленного дизайна и отмечались современниками, как красивые и вписывающиеся в ландшафт. Также стоит отметить, что специально для этой ЛЭП в 1917 году были разработаны «бесцементные» изоляторы «Унтра» (производили которые заводы «Розенталь», «Гермсдорф» и «Норден»), названные по имени фьорда, в районе которого расположена ГЭС Untra Kraftverk. Такие изоляторы поставлялись 20-х годах в СССР.

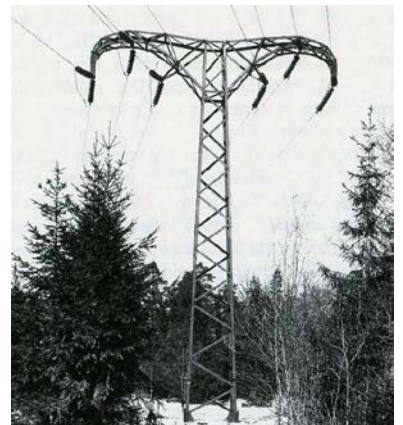


Рис. 4.5: опора ЛЭП 100 кВ Унтра - Стокгольм

В США, предпочтение отдавалось, как и прежде, широкобазным опорам из лёгких профилей. Двухцепные ЛЭП для повышения надёжности и удобства обслуживания иногда сооружались в виде параллельных ВЛ на одноцепных опорах (одной из причин было то, что вопрос об отчуждении земли в Америке стоял менее остро, чем в Европе).

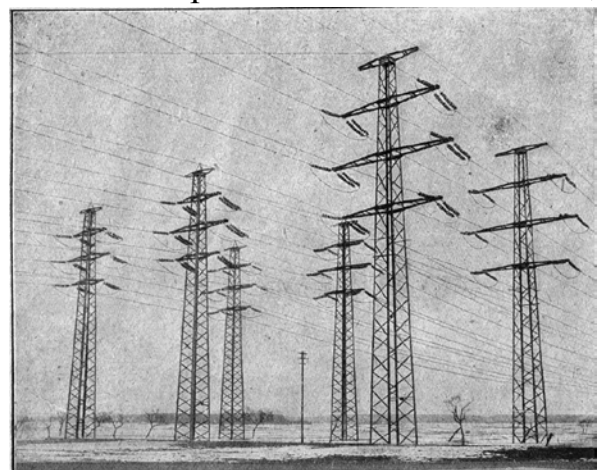


Рис. 4.6: опоры ЛЭП 110 кВ в Германии

5. Линии общества «Электропередача»

В России первые ЛЭП напряжением 30 кВ стали строиться Обществом «Электропередача», в планы которого входило создание в Богородском уезде Московской губернии местной высоковольтной распределительной сети для снабжения близлежащих частных фабрик [10]. Работа по устройству линий началась в 1913 году. С самого начала было решено использовать для всех ЛЭП металлические опоры, но первую линию 30 кВ от электростанции в посёлке Электропередача до понизительной подстанции в Зуево по ряду причин пришлось строить на деревянных опорах. Изоляторы и арматуру закупили в Германии на фабрике города Гермсдорфа, «Розенталь» и на фирме В. Гофмана. В 1914 году, была построена вторая линия — на деревню Большие Дворы, на которой, как и на всех последующих, были применены уже только металлические опоры (рис. 5.1 а–г, д). Значительная часть линий Общества «Электропередача» проходила по частным владениям. Строительство часто встречало противодействие со стороны местных властей и землевладельцев, а за аренду земли под опоры взималась плата, из-за чего при рассмотрении конструкций было решено остановиться на опорах «немецкого» типа, как занимающих меньшую площадь.

Линии строились с минимальной механизацией. Опоры производились заводом Гюжона в Москве (ныне «Серп и Молот»), доставлялись в Богородский уезд в разобранном виде на платформах по Нижегородской железной дороге, а затем развозились по трассе на лошадях. Поскольку тракторов не имелось, установка опор осуществлялась через падающую стрелу с помощью лошадей или просто большого числа рабочих. Провода натягивали с помощью ручных полиспастов.

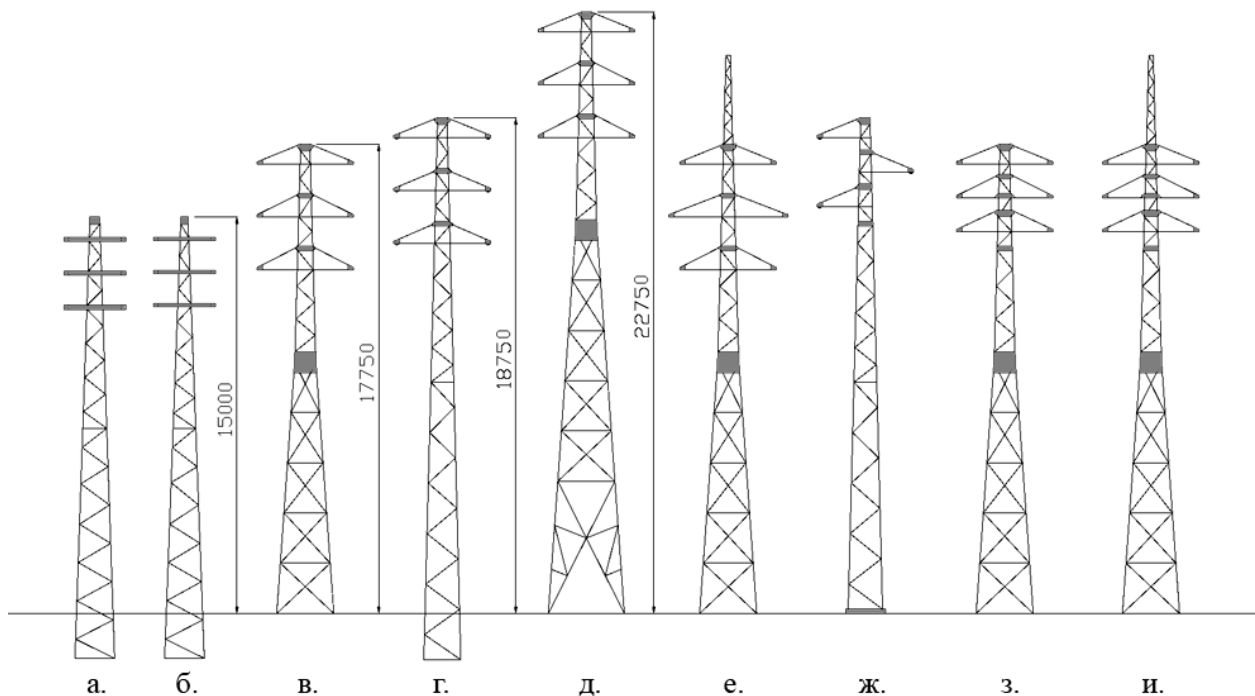


Рис. 5.1: опоры Общества "Электропередача" (а - г) и их варианты (д - и)

Для линий 30 кВ применялись двухцепные опоры марки *C-15* и *D-15* высотой 15 метров (рис. 5.1а, б, 5.2) [24]. Опора *C-15* использовалась в качестве анкерной и угловой, *D-15* была её облегчённой версией, выполненной из профилей меньшего сечения, и использовалась в качестве промежуточной и иногда — анкерной. Ствол опор состоял из двух секций с треугольной решёткой. Пояса выполнялись из уголков с полкой 70–120 мм, раскосы и диафрагмы — из уголков с полкой 40–50 мм. В нижней части опоры раскосы крепились к поясам с применением косынок, а в верхней — внахлёт. Все соединения, кроме креплений траверс (которые предусмотрены болтовыми, разъёмными), были заклёпочными. Для укрепления проводов на опорах смонтированы три траверсы плоской конструкции, изготовленные из двух стальных



Рис. 5.2: анкерная опора *C-15*

полос каждая, и снабжённые проушинами для подвески гирлянд тарельчатых подвесных изоляторов или штырями для крепления штыревых изоляторов. Длина пролёта на линиях 30 кВ с такими опорами и медными проводами сечением 50 мм² составляла 100–120 метров. Изначально на всех промежуточных и некоторых анкерных опорах линий 30 кВ применялись штыревые изоляторы [10], однако в ходе реконструкций линий в 1920-х и в 30-х годах они были постепенно заменены на гирлянды тарельчатых изоляторов для большей надёжности, при этом средние траверсы были удлинены.

В 1914–15 году Общество «Электропередача» завершило строительство линии электропередачи напряжением 70 кВ на Москву, которая связала электростанцию «Электропередача» с заводом Гюжона и МОГЭС. Для этой ЛЭП были применены 18-метровые опоры *A-18* (анкерная, рис. 5.1в) и *B-18* (промежуточная, рис. 5.1г, рис. 5.3) [24]. Медные провода сечением 70 мм² крепились к опорам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Длина пролёта составляла 140 м [10; 24]. Опоры *A-18* и *B-18* применялись так же на линиях 30 кВ в качестве переходных (рис. 5.1д) и анкерных там, где требовалась повышенная надёжность. Ствол каждой из опор состоял из двух разъёмных секций. У *B-18* решётки обеих секций были треугольными, выполненными аналогично опорам *C-15* и *D-15*. У опоры *A-18* нижняя секция имела перекрёстную решётку, между собой секции соединялись прямоугольными косынками. Все неразъёмные соединения на опорах *A-18* и *B-18* выполнялись с применением заклёпок. Траверсы пространственной конструкции изготавливались из угловых профилей. На концах траверс были укреплены

проушины для подвески тарельчатых изоляторов, предусмотрены съемные детали для подвески двухцепных гирлянд. Большинство опор имели вертикальное расположение проводов, но некоторые выполнялись с расположением проводов «бочкой». И 15-метровые, и 18-метровые опоры не имели специальных высоких тросостоек, но были оснащены зажимами для крепления грозозащитного троса на площадке на верхушке ствола. Такое расположение обусловлено существовавшей в те годы теорией о действии защитного троса, согласно которой трос следовало крепить как можно ближе к фазным проводам.

Фундаменты опор по возможности устраивали без бетонирования. Промежуточные опоры типов В-18 и D-15 линий 30 и 70 кВ устанавливались в котлован на заранее подготовленное основание, после чего котлован закапывался без бетонирования. В некоторых случаях аналогично устанавливались анкерные и угловые опоры С-15. Фундамент опор А-18 всегда бетонировался.



Рис. 5.3: опора В-18

В конструкции опор линий Общества «Электропередача» имелись и другие весьма необычные для сегодняшних дней технические решения, характерные для той эпохи. Самым заметным было наличие улавливающих рамок и сетей, располагаемых под проводами в людных местах и при переходе через дороги. Эти приспособления были излишними, но делались из осторожности. Директор Общества «Электропередача», инженер Роберт Эдуардович Классон противился их установке, так как для него было очевидно, что опоры, изоляторы и провода были рассчитаны с достаточным запасом прочности, но под давлением местных властей и мнительных землевладельцев улавливающие устройства пришлось установить. Такие же меры часто требовали и от европейских электрических компаний: к примеру на линии электропередачи 110 кВ Лауххаммер — Грёдиц — Риза улавливающие устройства устанавливали на пересечении с дорогами, ВЛС и другими ЛЭП, а на пересечении с железными дорогами устраивали «мост для ЛЭП»: громоздкую металлическую ферму над путями, совмещённую с переходными опорами и оснащённую боковыми ограничителями раскачивания проводов. [23]

Конструкции опор Общества «Электропередача» продолжили использоваться и после Октябрьской революции как в первоначальном варианте, так и с некоторыми изменениями (рис. 5.1 е–и). В 1940–50-е годы во время ремонтов на уже существующие опоры этой серии иногда надстраивали сварные тросостойки высотой два–четыре метра (рис. 5.1е, и). Некоторые линии с опорами образца Общества «Электропередача» сохранились и действуют по сей день.

6. Опоры ГОЭЛРО

Поскольку план ГОЭЛРО предполагал строительство мощных районных электростанций, одним из ключевых его элементов было строительство сети магистральных и распределительных линий электропередачи. На первых порах в распределительных сетях использовались уже освоенные линии 30–35 кВ, а для магистральных передач требовалось освоить новый класс напряжений — 115 кВ. Основываясь на заграничном (в Германии и США линии такого класса эксплуатировались уже около 10 лет) и отечественном опыте (строительства линий Общества «Электропередача»), российские инженеры приступили к решению этой сложной задачи.

На ЛЭП 115 кВ предпочтение отдавалось опорам «американского» типа. Из-за большого веса металлические опоры для линий такого напряжения выполняются с разъёмным фундаментом, то есть опора закрепляется на подпятники заранее подготовленного фундамента. Промежуточные и анкерные опоры «американского» типа возможно было устанавливать без устройства бетонных фундаментов, что было весьма существенно, так как бетонирование фундаментов в полевых условиях в 1920-е годы считалось одним из наиболее сложных аспектов строительства линии. Кроме того, в отличие от Европы, в Советской России не стоял вопрос о затратах на отчуждение земель под опоры: если позволяли условия местности, то из соображений экономии (за счёт длины проводов, количества изоляторов, арматуры и опор) трассы линий ГОЭЛРО прокладывались прямыми, как стрела, в отличие от извилистых трасс европейских линий и ЛЭП Общества «Электропередача», обходивших частные владения неговорчивых хозяев). Металлические опоры для линий электропередачи ГОЭЛРО изготавливались разными механическими заводами, наиболее крупные из них: ленинградский завод «Стальмост», «Серп и Молот» и «Парострой» в Москве, Краматорский завод на Донбассе. [25]

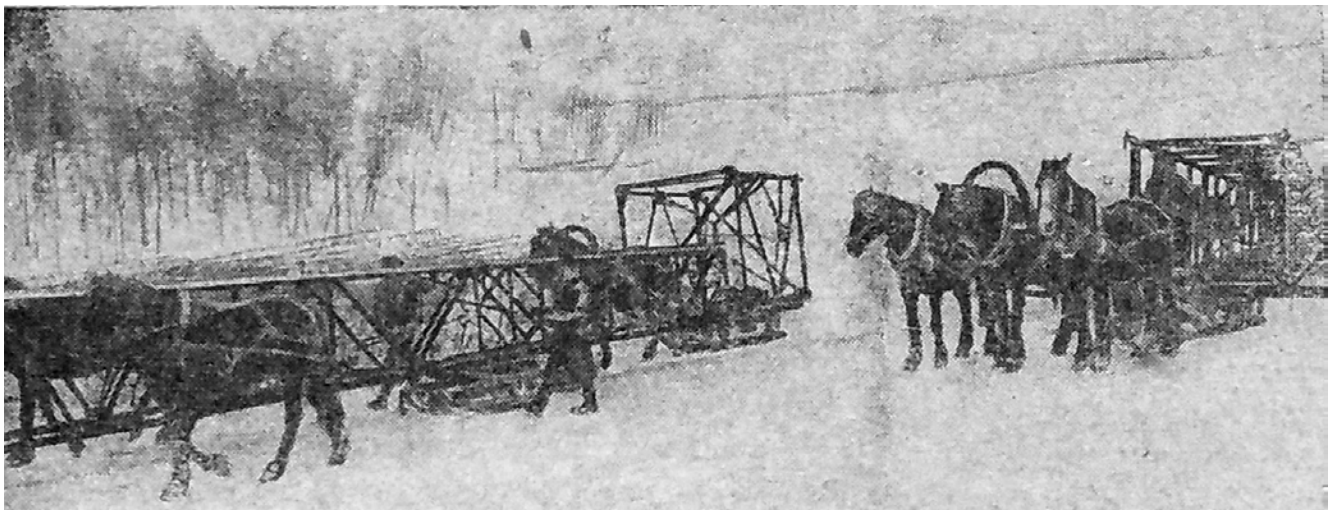


Рис. 6.1: развозка секций опор ЛЭП 115 кВ по трассе (начало 1930-х годов)

В 1920-х годах промышленность России находилась в состоянии упадка в результате Первой Мировой и Гражданской войн, существовал острый дефицит металла, в том числе и стали. Данные обстоятельства вынудили инженеров вернуться к использованию дерева для опор высоковольтных ЛЭП. Металлические опоры старались применять для строительства лишь наиболее ответственных линий, или только в качестве анкерных или угловых. Для линий 35 и 115 кВ были разработаны проекты относительно простых и надёжных составных деревянных опор, из которых наибольшее распространения в будущем получили П-образные и А-П-образные опоры, использование металла в конструкции которых сводилось к бандажам и шпилькам, соединявшим брёвна и крюкам для подвески изоляторов. В то же время эти опоры были достаточно просты.

Принимались активные меры по изысканию методов продления срока службы этих опор: испытывали новые составы антисептиков, использовали деревянные и бетонные пасынки. Пригодился опыт сооружения телеграфных линий: рельсовые пасынки, предложенные инженером Дихтом в 1881 году (рис. 6.2) [12] для продления срока службы телеграфных столбов, хорошо подходили для установки лёгких опор ЛЭП 35 кВ. На 1932-й года стоимость сооружения ЛЭП на деревянных опорах в районах с дешёвым лесом была на 20–50% ниже, чем на металлических [1]. В районах с дорогим лесом стоимость была примерно одинаковая. Поэтому в начале 30-х годов уже существовал и активно применялся типовой проект составных деревянных опор для ВЛ 115 кВ с минимальным использованием железа (железными были только соединяющие брёвна шпильки, бандажи и крепления для изоляторов). В дальнейшем встал вопрос о применении деревянных опор на линиях 220 кВ. Существовало опасение на счёт того, что токи утечки при таком напряжении могут привести к возгоранию опор. Но на основании изучения американского опыта (линия 220 кВ от станции Pit River) было принято решение о необоснованности этих опасений и возможности использования деревянных опор на линиях 220 кВ. В конце 1930-х годов ЛЭП 220 кВ появился проект П-образных и А-П-образных деревянных опор.

В целом, в 1930-х годах значительный оптимизм касательно применения деревянных опор на высоковольтных ЛЭП. Первый опыт эксплуатации показал, что они могут быть столь же надёжны, как и металлические. ВЛ напряжением 35–110 кВ на деревянных опорах продолжали строить до 1960-х годов, но уже с конца 40-х большее предпочтение отдавалось металлическим опорам. Изменившиеся условия проектирования ЛЭП, цены на сталь и более существенный опыт эксплуатации заставили пересмотреть целесообразность использования

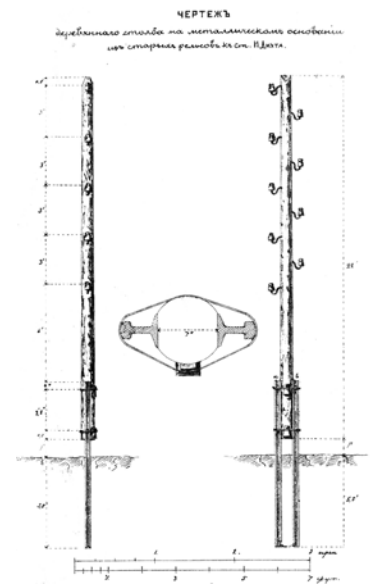


Рис. 6.2: телеграфный столб на рельсовых пасынках

деревянных опор. В отдельных редких случаях ЛЭП на деревянных опорах строятся и в настоящее время.

На линиях 35 кВ существовало большое разнообразие конструкций металлических и деревянных опор. Будучи сравнительно лёгкими (порядка 1,5–2 т [24]), металлические опоры ЛЭП 35 кВ «немецкого» типа чаще всего изготовлялись с неразъёмными фундаментами, не требовавшими предварительной подготовки сложного бетонного или металлического фундамента. Такие опоры были удобны в транспортировке и устанавливались в котлован глубиной 1,7–2 метра либо на уплотнённый грунт, либо на бетонную подушку. Котлован засыпали землёй (для промежуточных опор) или заливали бетоном (для анкерных опор, или если требовалась повышенная устойчивость). В 1920-е годы ПКБ «Мосэнерго» составило новый типовой проект опор «немецкого» типа для линий 35 кВ с подвесными изоляторами и с расположением проводов «обратной ёлкой» (рис. 6.3):

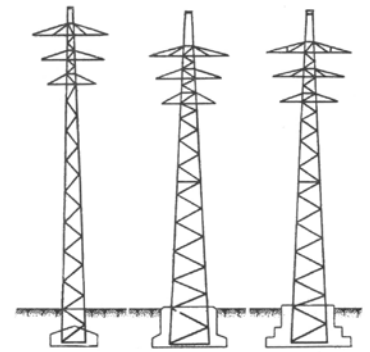


Рис. 6.3: опоры Н, НА и НУ

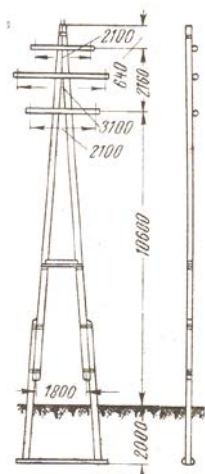


Рис. 6.4: опора "Азик"

Н — промежуточная, НА — анкерная, НУ — угловая, специальная НБ [24]. Литера Н буквально означала «немецкий» тип. Конструкция этих была клёпанной, ствол опоры состоял из двух секций, траверсы крепились к стволу на болтах. Существовали и другие конструкции: например, опоры ЛЭП 35 кВ Ивановской ТЭЦ-1, имевшие узкий ствол и широкое основание, такая компоновка в дальнейшем получила широкое применение и стала называться «смешанной», так как совмещала достоинства широкобазных и узкобазных опор. Также стоит отменить решетчатые опоры плоской («гибкой») конструкции Земо-Авчальской линии 35 кВ 1929 года [28]. Деревянные опоры ВЛ 35 кВ были трёх основных конструкций: П-образные и А-П-образные (промежуточные и анкерные соответственно), получившие в дальнейшем наибольшее распространение, А-образные («азики», рис. 6.4) с деревянными или металлическими траверсами и одностоечные с траверсами или крюками. На А-образных опорах были построены многие первые ЛЭП 35 периода ГОЭЛРО, например линия АМО — Рублёвская насосная станция 1923 года постройки (на этой линии так же были применены одни из первых советских изоляторов на 35 кВ).

На первой в СССР ЛЭП 115 кВ Каширская ГРЭС — Москва (1922 год) из-за дефицита пришлось применить только деревянные опоры. Промежуточные опоры были П-

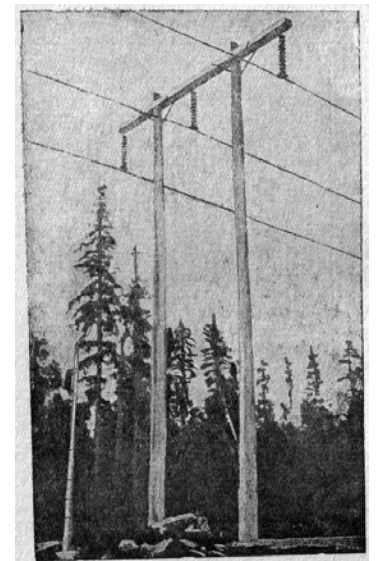


Рис. 6.5: промежуточная опора Каширской линии

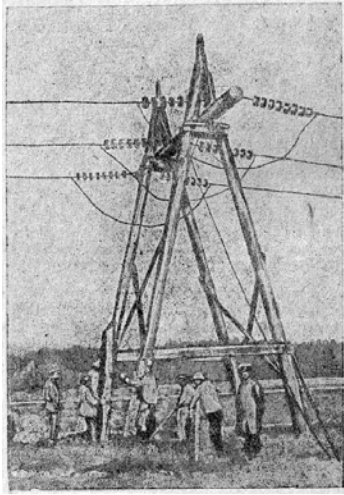


Рис. 6.6: анкерная опора
Каширской линии

образными (рис. 6.5), анкерные — А-II образными (рис. 6.6). Из-за отсутствия уверенности в надёжности линии её трассу проложили на вдоль обочины Каширского шоссе, в ущерб экономии на изоляторах и арматуре (число элементов в гирляндах при этом пришлось уменьшить на 1 по сравнению с проектом, причиной чего так же являлся большой процент боя изоляторов при транспортировке). На всём протяжении линии располагались несколько монтерских пунктов для оперативного ремонта. Предосторожности оказались не лишними, так как линия постоянно выходила в ремонт из-за повреждений опор, сделанных из лежалых, невыдержанных сосновых брёвен. В 1930–31 году по новому более прямому маршруту была построена новая двухцепная ЛЭП 115 кВ на металлических опорах.

Другая ЛЭП 115 кВ строилась от Волховской ГЭС до Ленинграда. Проектными работами руководил профессор Н. П. Виноградов [4; 16]. Строительство линии шло с начала 20-х годов, а в 1926 году началась её эксплуатация. Промежуточные опоры для экономии металла делались деревянными [4]. В качестве анкерных, угловых, транспозиционных и переходных были применены опоры «американского» типа с горизонтальным расположением проводов (рис. 6.7) [28], конструкция которых была схожа с опорами линий компаний Westinghouse и Montana Pow. Co. Все неразъёмные соединения выполнялись с применением заклёпок. ЛЭП Волхов-Ленинград была двухцепной, но каждая цепь располагалась на отдельных опорах. Такое решение, как и выбор горизонтального расположения проводов, объясняется соображениями надёжности, простоты монтажа и безопасности обслуживания. Опоры «американского» типа Волховской линии» получили большое распространение в электрических сетях Ленинградской области и существовали в нескольких модификациях.

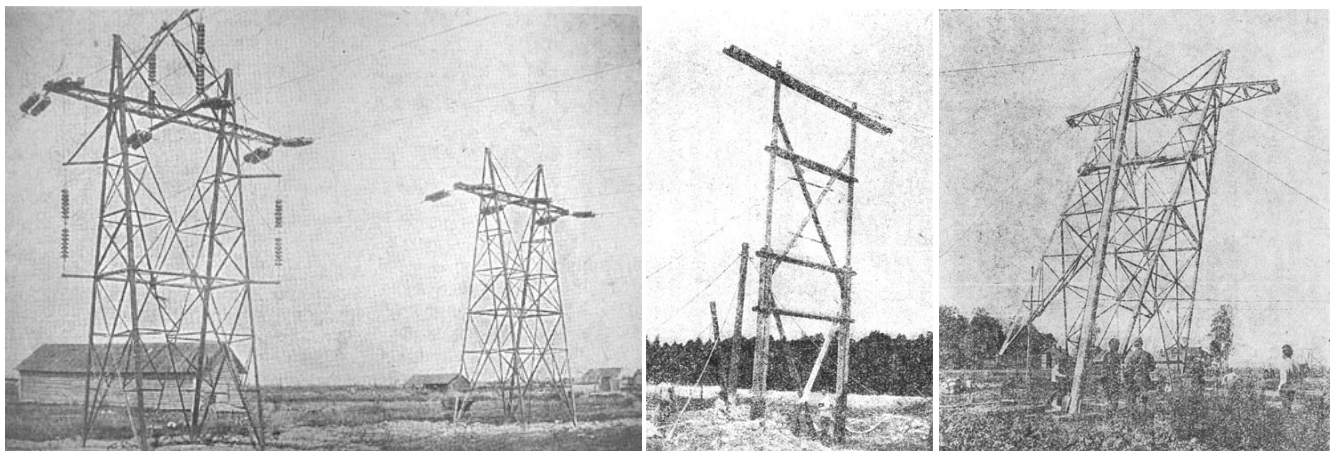


Рис. 6.7: транспозиционные, промежуточная и анкерная опоры линии Волхов - Ленинград

В конце 1920-х — начале 1930-х годов многие второстепенные одноцепные ЛЭП 115 кВ Мосэнерго строились с использованием металлических опор только в качестве анкерных и угловых. Проектно-конструкторское бюро «Мосэнерго» разработало собственные опоры американского типа, несколько отличавшиеся от Волховских (рис. 6.8). Основой для них послужили опоры компании Westinghouse. Существовало три основных марки металлических опор американского типа ПКБ «Мосэнерго» для линий с П-образными деревянными промежуточными опорами: анкерная АМ-101, угловая УМ-101 и транспозиционная ТАМ-101, а также их модификации с подставками высотой 4 метра для небольших переходов через пути сообщения и естественные преграды. В качестве промежуточных использовались П-образные деревянные опоры конструкции ПКБ «Мосэнерго», аналогичные опорам Каширской и Волховской линий. [24]

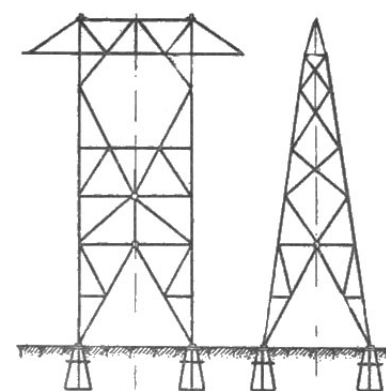


Рис. 6.8: опора АМ-101

На первых ЛЭП 115 кВ НиГРЭС (Нижегородская ГРЭС им. Винтера в Балахне) применялся похожий подход, но металлические опоры использовались только в качестве угловых и транспозиционных. Эти опоры существенно отличались от волховских и московских: они были выполнены по порталной схеме с узкими решетчатыми стойками квадратного сечения и плоскими швеллерными траверсами (рис. 6.9). Фундаменты этих опор всегда бетонировались. Анкерные опоры применялись деревянные А-П-образные, аналогичные опорам Каширской линии. В некоторых случаях на линиях НиГРЭС устанавливали металлические одноцепные опоры «немецкого» типа.



Рис. 6.9: деревянная анкерная и металлические угловые опоры линий НиГРЭС им. Винтера

7. Шатурские опоры

Важным моментом в истории отечественных линий электропередачи стало строительство в 1924–25 годах линии Шатура — Москва. Это была первая в СССР ЛЭП 115 кВ, на которой использовались двухцепные металлические опоры. В проектировании опор принял участие Александр Васильевич Винтер, а также инженеры А. Горев, Г. Красин, А. Чернышёв [26]. Маршрут ЛЭП Шатура — Москва проходил не только по Московской области и пригородам, но и по самому центру Москвы: линия пересекала Окружную железную дорогу у станции Угрешская и выходила к Москве-реке по Арбатецкой улице, откуда шла по Крутицкой, Краснохолмской, Котельнической и Москворецкой набережным к Зарядью, где располагалась концевая опора (рис. 7.1), с которой линия пересекала Москву-реку и заходила на подстанцию Раушской ГЭС. Маршрут линии от Шатуры до пригородов Москвы был практически идеально прямым.

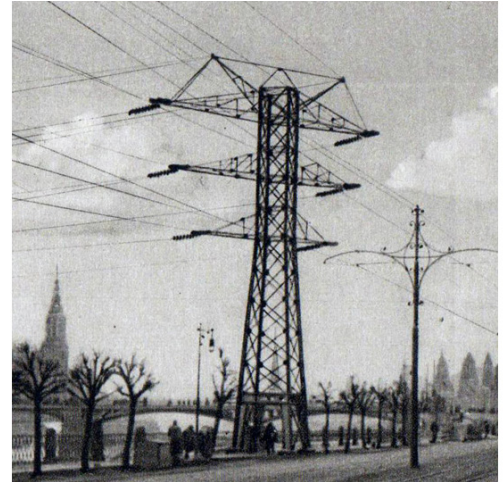


Рис. 7.1: концевая опора у Зарядья

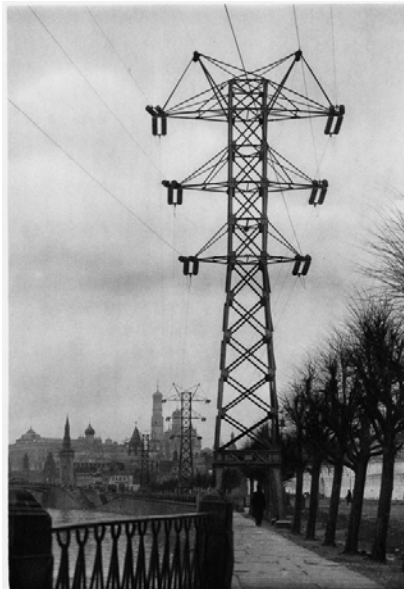


Рис. 7.2: узкобазные опоры на Москворецкой набережной

каждой цепью располагался грозотрос. На анкерных опорах были предусмотрены крепления для одноцепных и двухцепных гирлянд изоляторов, на угловых опорах на концах траверс закреплялись трапециевидные площадки для более удобной подвески двухцепных гирлянд при повороте линии на большие углы. За

Для городского участка ЛЭП были спроектированы специальные узкобазные опоры с фундаментами особой конструкции (рис. 7.2), на остальном протяжении линии использовались опоры «американского» типа (вообще, «американским» типом чаще всего называли именно широкобазные опоры, разработанные для Шатурской линии и все их дальнейшие модификации) (рис. 7.3, 7.4). Для повышения надёжности была выбрана конструктивная схема опор «обратная ёлка», при которой траверсы сужались от верхней к нижней. Такая схема не являлась оптимальной с электрической точки зрения, но позволяла избежать повреждения опор и их траверс в случае обрывов и падения проводов [6]. Для защиты от ударов молний над

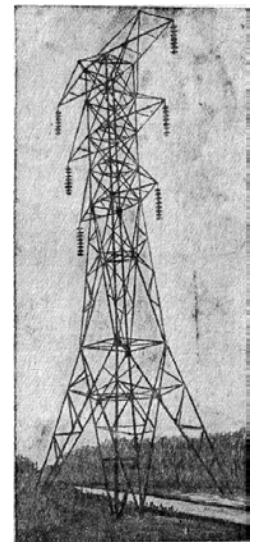


Рис. 7.3: промежуточная опора

исключением специальных опор, применявшихся в городской черте, существовало три основных модификации опор Шатурской линии: промежуточная, анкерная и угловая для поворота на угол 60 градусов, а также их повышенные варианты. Высота до нижней траверсы на анкерных и угловых опорах в обычном исполнении (без подставок) составляла 11,6 м, на промежуточных — 13 м, вертикальное расстояние между траверс на всех опорах — 3,1 м. Нормальная длина пролёта с медными проводами сечением 95 кв. мм составляла 250 метров (как и у всех более поздних опор «шатурского» типа). Все опоры имели заклёпочную конструкцию, отдельные секции опор собирались на стапелях в заводских условиях и соединялись вместе уже на трассе, также посредством клёпки.

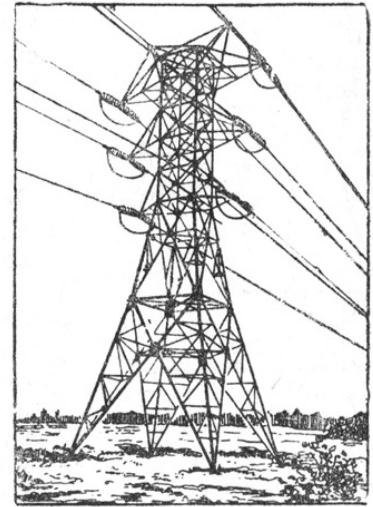


Рис. 7.4: анкерная опора Шатурской линии

На основе опыта первой Шатурской линии ПКБ «Мосэнерго» разработало типовой проект двухцепных опор «американского» типа для I–II климатических районов. Опоры этого проекта несколько отличались от установленных на Шатурской ЛЭП, но сохранили общие технические решения и характерный внешний вид, за который они получили название «шатурских», или опор «шатурского» типа. В 1920-х годах опоры «шатурского» типа устанавливались, в основном, на линиях «Мосэнерго»: Электропередача — Москва, Кашира — Москва, вторая ЛЭП Шатура — Москва (через подстанцию Истомкино), ЛЭП Московского электрокольца 110 кВ и т.д. А с конца 1920-х годов «шатурские» опоры стали широко применяться и в других регионах СССР: в Ярославской, Владимирской, Горьковской областях, в Азербайджане на Апшероне.

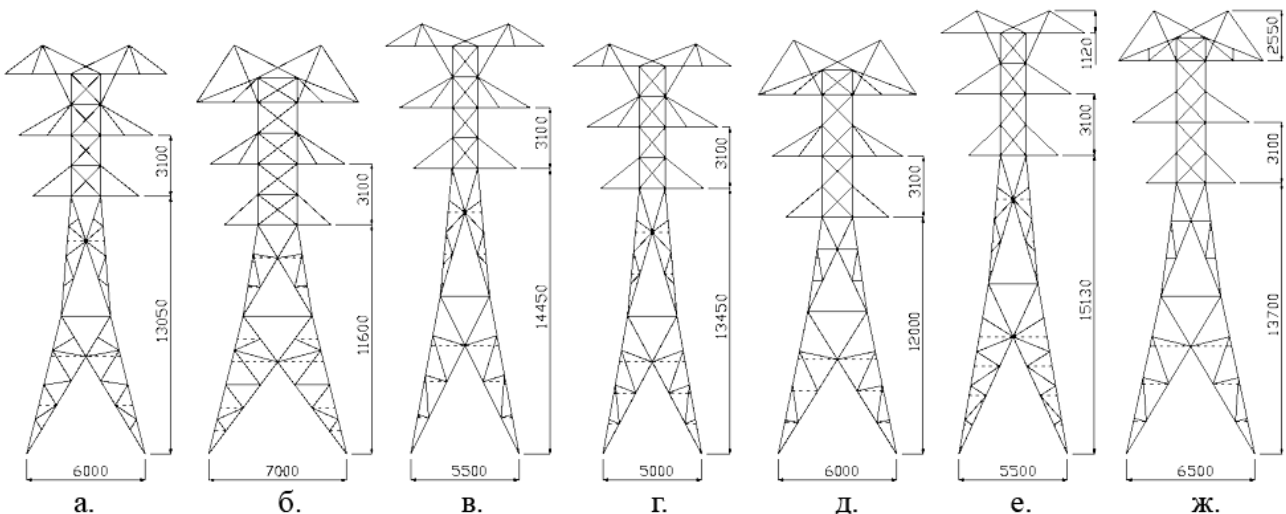


Рис. 7.5: опоры ЛЭП Шатура-Москва (а, б), Шатура-Истомкино (в-д), ПМ-103 (е) и АМ-103 (ж)

В 1928-33 годах проект подвергался изменениям, в результате чего проявилось много разновидностей «шатурских» опор. В типовой проект 1933 года входили следующие основные марки опор: АМ-103 — анкерная, также допускавшая поворот линии на угол до 5° , ПМ-103 — промежуточная, УМ-102 — угловая для поворота на угол до 60° , УМ-103 — угловая для поворота на угол до 90° , ТАМ-103 — транспозиционная [24]. По сравнению с опорами Шатурской линии 1925 года была увеличена высота подвески проводов, уменьшена база, ширина ствола, для поясов были применены угловые профили меньшего размера. Кроме опор обычной высоты, имелись также варианты, повышенные на 4 и 6,8 метров. Все опоры представляли из себя клёпаные конструкции. На трассу опоры поступали в виде отдельных собранных в заводских условиях секций, которые соединялись на месте при помощи клёпки. Фундаменты промежуточных и анкерных опор выполнялись в виде четырёх отдельных подпятников из металлических профилей, закрепляемых в грунте без использования бетона при прохождении линии по нормальному грунту, с лёгким бетонным основанием при установке опоры на мелком торфяном болоте или на сваях при установке на глубоком болоте. Подпятники анкерных опор отличались большим размером, а также тем, что в их конструкции имелся лист из котельного железа, улучшавший работу на вырывание вдоль линии. Фундаменты угловых и концевых опор выполнялись всегда бетонными.

В 1929–32 годах на основании исследований изоляции и защиты ЛЭП был принят новый класс «грозоупорных» линий [1]. Высота грозотроса на таких линиях принималась 4-6 метра. В связи с этим появились «грозоупорные» опоры «шатурского» типа марок АМ-103г, ПМ-103г, УМ-102г, УМ-103г, АМ-103г+4, отличавшиеся тросостойками увеличенной высоты (рис. 7.7) [24]. В эти же годы появились новые опоры «немецкого» типа для линий 115 кВ: анкерная АМ-102 и промежуточная ПМ-102 (которые в отличие от

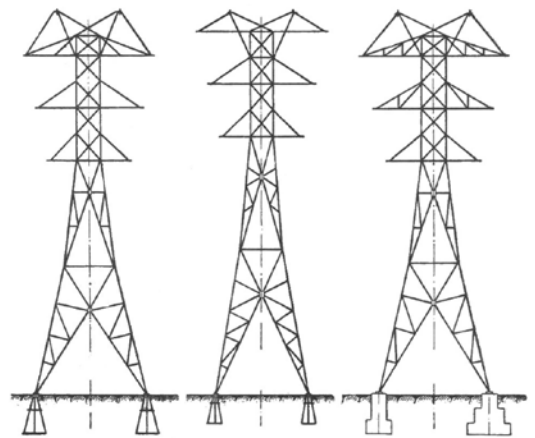


Рис. 7.6: АМ-103, ПМ-103 и УМ-102

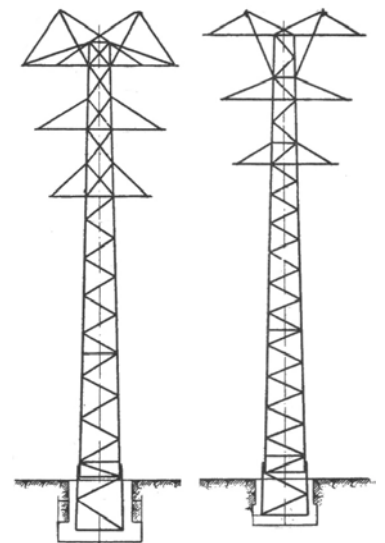


Рис. 7.7: АМ-102 и ПМ-102

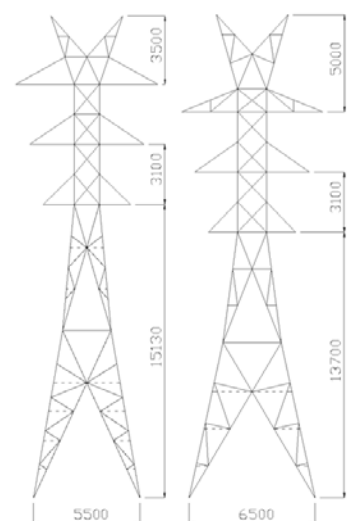


Рис. 7.8: «грозоупорные» опоры ПМ-103г и АМ-103г

аналогичных опор ВЛ 35 кВ делались с разъемными фундаментами) (рис. 7.7). Фундаменты этих опор всегда бетонировались.

В связи с тем, что в 1930-х годах в СССР шло освоение заводской сборки опор с применением сварки, в 1933-34 году появились сварные модификации опор «шатурского» типа. Опоры новой серии состояли из сварных секций, изготавливаемых на заводе и соединяемых на трассе заклёпками или болтами. Сварные опоры имели аналогичное с заклёпочными технологическое членение и установочные размеры, что позволяло применять при строительстве линий одинаковую оснастку и шаблоны и было удобно с точки зрения транспортировки. Использование сварки удешевило конструкцию за счёт экономии металла и несколько упростило заводскую сборку, так как отпала необходимость в клёпке и сверлении множества отверстий под заклёпки. Достаточно быстро отказались в пользу болтов от соединения заклёпками в полевых условиях. Тем не менее, как и в случае с заклёпочными опорами, где требуется строгий контроль за качеством клёпки, при производстве сварных опор требуется тщательная проверка отсутствия перекосов конструкции и сварных швов на предмет непроваров и трещин. [14; 25; 29; 30]

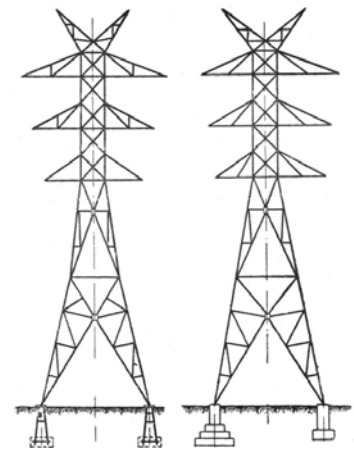


Рис. 7.9: AM-109г и УМ-112г

Существовали следующие марки сварных опор «шатурского» типа (рис. 7.9, 7.10): AM-109г — анкерная, УМ-113г — угловая для поворота на угол до 90°, ПМ-109г — промежуточная, УМ-111г — угловая для поворота на угол до 35°, УМ-112г — угловая для поворота на угол до 60° (а также повышенные на 6,8 м). Все сварные опоры «шатурского» типа выполнялись «грозоупорными». Сварные соединения на опорах этой серии в верхней части ствола выполнялись с применением фасонки, раскосы и диафрагмы нижней части ствола и траверс приваривались внахлест. Траверсы и тросостойки крепились к стволу на болтах (на первых опорах — на заклёпках). Верхняя и средняя секции представляют собой неразъемные конструкции, а нижняя секция состоит из четырех частей, соединяемых болтами. На угловых опорах на концах траверс укреплены трапециевидные площадки для более удобного крепления гирлянд изоляторов. Как и в случае с заклёпочными опорами, существовали повышенные модификации с подставками высотой 6,8 метров. Узкобазные варианты сварных опор «шатурского» типа не выпускались. Сварные «шатурские» опоры продолжали устанавливать на строящихся линиях электропередачи вплоть до конца 1950-х годов [24; 31].

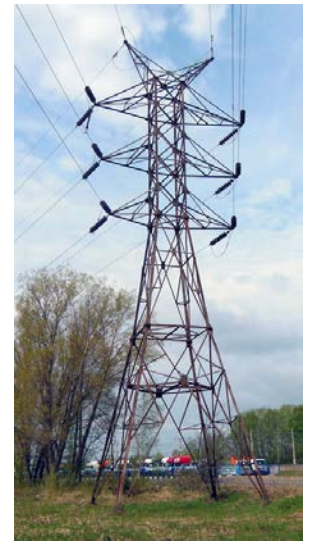


Рис. 7.10: УМ-111г

8. Свирь и ДГЭС [15; 16]

Новые мощные гидроэлектростанции, сооружаемые по плану ГОЭЛРО, предназначались для снабжения электроэнергией крупных промышленных районов: заводов Ленинграда и строящихся промышленных гигантов Запорожья. Для выдачи мощностей станций потребителям необходимо было сооружать крупные магистральные линии и разветвлённые местные электросети, при этом освоенные ранее классы напряжений 35 и 110–115 кВ уже не обеспечивали требуемую пропускную способность и не могли стать основой запланированных энергосистем [15]. Во второй половине 1920-х годов в распоряжении советских инженеров имелся некоторый заграничный опыт как проектирования, так и эксплуатации линий напряжением выше 150 кВ. В США и странах Европы на тот момент существовали линии, работавшие на напряжении 220 кВ. Технические решения, выработанные для первых линий 154, 161 и 220 кВ, базируются как на иностранном опыте, так и на собственных, полностью оригинальных решениях.

В 1927 году началось строительство Нижнесвирской ГЭС в Ленинградской области. Для передачи энергии реки Свирь в Ленинград предстояло соорудить самую длинную и самую мощную в СССР ЛЭП. Руководил созданием линии профессор Н. П. Виноградов, разработавший ранее проект электропередачи Волхов — Ленинград. При составлении сметы в 1927 году рассматривалось два варианта строительства электропередачи Свирь-Ленинград: первый вариант представлял из себя четырёхцепную линию напряжением 130 кВ, а второй — двухцепную линию 220 кВ. Стоимость сооружения линии по первому варианту была меньше, однако второй вариант позволял обеспечить большую мощность. В итоге для исполнения был выбран второй вариант. Линия электропередачи проходила по крайне заболоченным местам, но в результате тщательнейшего изучения всех возможных вариантов трассы был выбран наиболее проходимый и короткий. Длина трассы в своём конечном варианте составила 272 км, линия была способна передавать мощность до 240 мВт, что соответствовало пиковой планируемой мощности двух станций Свирского каскада. Две цепи передачи выполнялись в виде отдельных линий, что было сделано для повышения надёжности передачи и обеспечения безопасности персонала во время ремонта при отключении одной из цепей. По результатам экономического расчёта была выбрана длина пролёта в 300 м, длина анкерного участка — 3 км. Из соображений экономии и удобства обслуживания было выбрано горизонтальное расположение проводов. В первоначальном варианте каждая цепь защищалась одним сталеалюминиевым грозозащитным тросом.

Линия Свирь — Ленинград была первой из проектируемых в СССР ЛЭП напряжением выше 115 кВ, работа над проектом началась в 1926 году. Исходя из

выбранного расстояния между проводами и высоты их подвески, в качестве основного рассматривался вариант опоры «американского» типа (рис. 8.1). Но такой вариант не удовлетворял современным требованиям к проектированию ферменных конструкций. Требовалось, чтобы отношение длины стержней, из которых состоит конструкция, к минимальному радиусу инерции не должно было превосходить: 120-140 для основных стоек, 160 -180 — для второстепенных элементов и 200 — для вспомогательных, не несущих усилий деталей. При расчёте опоры на основании этого условия в конструкции получалось большое количество неработающих и слаборботающих элементов значительной длины, что при строительстве привело бы к перерасходу металла. Проектировщики опоры столкнулись с тем случаем, когда не рационально приспособлять старые конструкции к новым условиям.

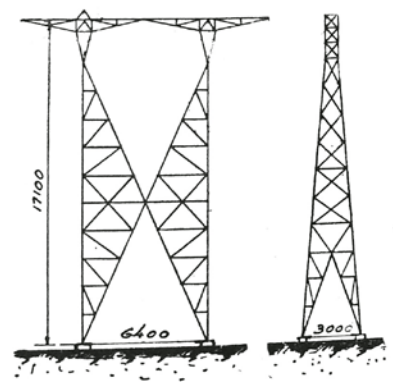


Рис. 8.1: вариант опоры "американского" типа

В ходе рассмотрения различных вариантов была выбрана Н-образная конструкция (рис. 8.2, 8.3) с наименьшей свободной длиной элементов фасадной решётки, что позволило существенно сократить вес опоры по сравнению с первоначальным вариантом.

Вес промежуточной опоры составлял 3,3 т, анкерной — 4,3 т. По сравнению с первоначальным вариантом было достигнуто сокращение веса на 17% для промежуточной и на 12% для анкерной опор. Общая экономия металла для двух цепей линии составила 1120 т.

Для подтверждения расчётов, проверки условий изготовления и получения фактических коэффициентов запаса прочности были изготовлены и испытаны опытные образцы промежуточной и анкерной опор (рис. 8.4). Результаты натурных испытаний подтвердили соответствие опор нормам и требованиям расчёта.

Хотя во время строительства линии Свирь — Ленинград уже существовала возможность изготовить опоры с применением сварки, из-за особой важности линии и из соображений надёжности все опоры были выполнены с

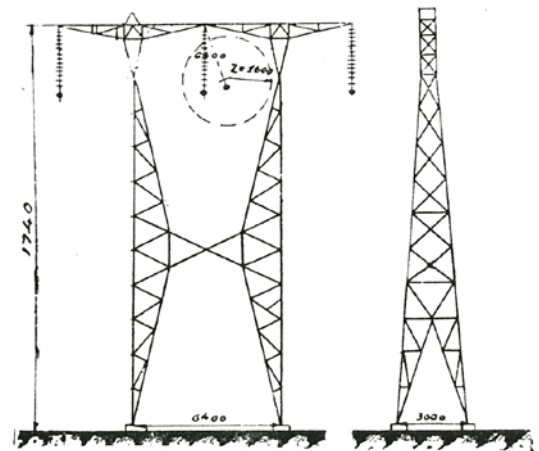


Рис. 8.2: промежуточная опора линии 220 кВ Свирь-Ленинград

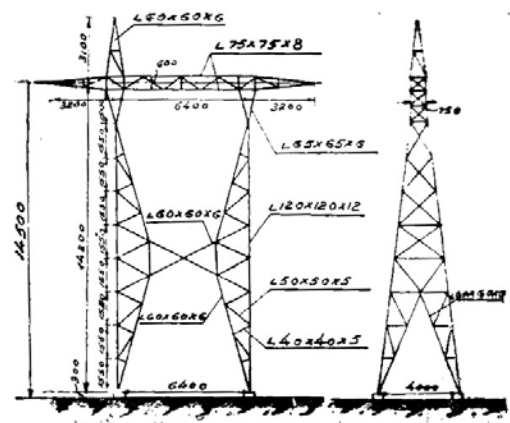


Рис. 8.3: анкерная опора линии 220 кВ Свирь - Ленинград

использованием заклёпок. Конструкции опор восточной и западной цепей имели небольшие отличия (в тросостойках и креплении тарверс). Изначально каждая цепь должна была защищаться одним грозозащитным тросом, расположенным на небольшой треугольной стойке над одной из «ног» опоры, но в последующие годы вся линия была оборудована двумя грозозащитными тросами. Для сохранности опор в случае обрывов проводов на всём протяжении линии, кроме переходов через инженерные сооружения, были применены выпускающие зажимы, хотя конструкция опор была рассчитана на полную одностороннюю нагрузку в случае несрабатывания зажима.

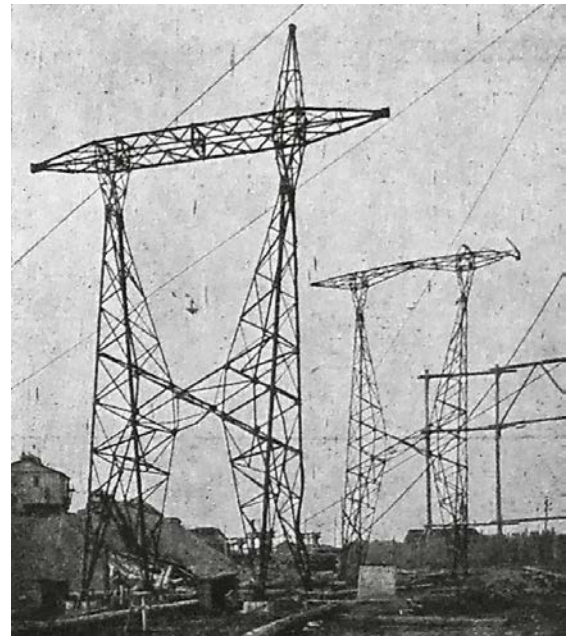


Рис. 8.4: испытания опытных образцов опор ЛЭП 220 кВ Свирь-Ленинград

Линия электропередачи Свирь-Ленинград пережила Великую Отечественную войну, большинство её изначальных опор сохранились и продолжают эксплуатироваться по сей день.

Другим крупным объектом электросетевого строительства была стройка ДнепроГЭС. Энергосистема ДГЭС должна была питать регион Донбасса и крупные промышленные предприятия Запорожья, среди которых комплекс Днепрокомбината: Завод Ферросплавов, Металлургический завод и Алюминиевый Комбинат. Главные линии энергосистемы работали на напряжении 161 и 150 кВ, в распределительных сетях также использовалось напряжение 35 кВ. Кроме того, в Днепропетровске существовало кольцо линий 150 кВ, обеспечивающее более надёжную работу энергосистемы. Наиболее протяжённой линией была ЛЭП 161 кВ ДГЭС — Рыково (Донбасс), длина которой составляла 210 км, а общее протяжение линий, считая по одной цепи, составляло примерно 900 км.

Проектированием линий электропередачи для энергосистемы ДГЭС руководил профессор Н. П. Виноградов.

Условия механического расчёта опор были весьма сложными ввиду того, что линии электропередачи Днепростроя проходили по гололёдным районам. Из-за значительных ветровых нагрузок, вызывающих сильное отклонение изоляторов и проводов, расчётное расстояние между проводами достигало 6,4 м, что даже с учётом меньшего рабочего напряжения соответствовало параметрам линии Свирь-Ленинград. В связи с этим, а также для большей грозоустойчивости, было решено использовать для линий модифицированный вариант «свирских» опор с горизонтальным расположением проводов. Более низкое напряжение позволяло уменьшить габарит линии по высоте, в связи с чем верхняя часть опор была

несколько упрощена, в то время как нижняя часть осталась без изменений.

Опоры были рассчитаны для использования при нормальной длине пролёта 220 м и сталеалюминиевом проводе марки АС сечением 120 мм². В некоторых случаях такие же опоры использовались с проводом АС-150, но при уменьшенных пролётах. Вес промежуточной (рис. 8.5) опоры составлял 3,28 т, анкерной — 4,6 т. Каждая линия защищалась двумя грозотросами. Для проверки правильности выбора конструкции был сделан проект опоры по американскому типу, расчёт показал, что применение опор «свирского» типа даёт экономию 20% экономии металла. Опоры «свирского» типа применялись на большинстве линий Днепростроя.

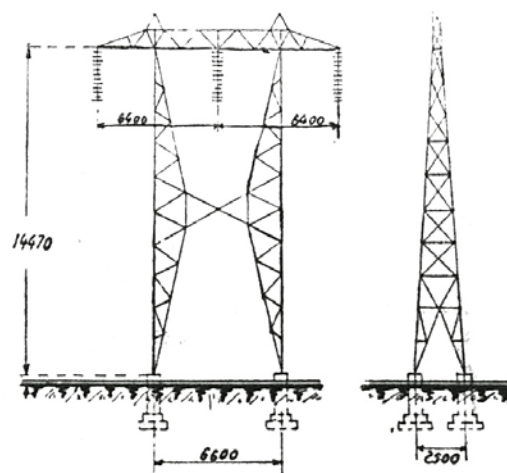


Рис. 8.5: промежуточная опора линий 150 кВ ДГЭС

Иная конструкция опор была применена на весьма протяжённых, но менее ответственных линиях 161 кВ ДГЭС — Донбасс и ДГЭС — Днепропетровск-Каменское. При изучении различных вариантов двухцепных опор с горизонтальным расположением проводов для этих линий в числе прочих рассматривалась трёхстоечная опора с общей траверсой, но все варианты опор оказывались слишком тяжёлыми. Однако, неожиданные и благоприятные результаты были получены при разделении трёхстоечной двухцепной опоры с единой траверсой на три отдельные опоры, каждая из которых несла два провода (рис. 8.6, 8.7). Такой вариант обеспечивал существенную экономию металла по сравнению с использованием двух одностоечных опор. Размещение механически не связанных стоек на отдельных бетонных блоках позволяло избежать свойственных широкобазным опорам проблем с появлением напряжений, вызванных осадкой фундамента. Трёхстоечные опоры были более транспортабельны, обеспечивали более благоприятные условия монтажа проводов и изоляторов. Недостатками конструкции были объём фундаментов, больший, чем при использовании двух широкобазных опор, и возможность выхода из строя сразу обеих цепей при повреждении средней опоры. С учётом всех

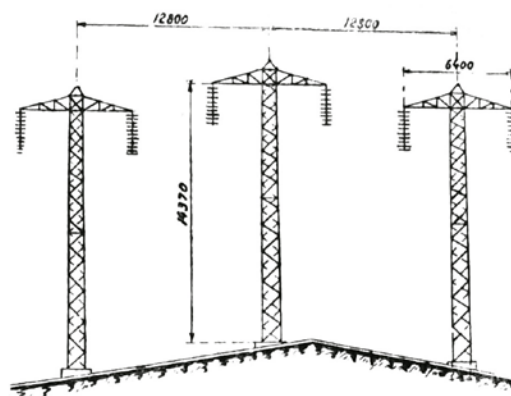


Рис. 8.6: промежуточные опоры ЛЭП 161 кВ

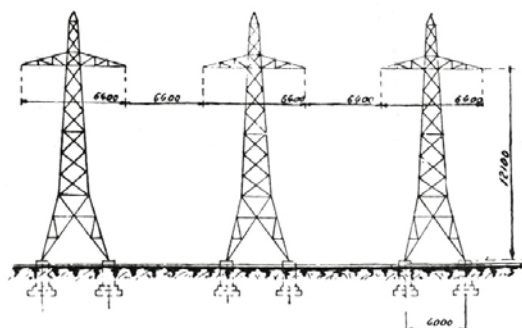


Рис. 8.7: анкерные опоры ЛЭП 161 кВ

факторов применение трёхстоечной конструкции удешевляло строительство линии на 10% по сравнению с вариантом строительства двухцепной линии на одностоечных широкобазных опорах.

После того, как трёхстоечная конструкция была утверждена для использования на линиях ДГЭС — Донбасс и ДГЭС — Каменское, были построены две опытные опоры: сварная и клёпанная (рис. 8.8). В июне 1930 года обе опоры успешно прошли испытания, причём сварная опора показала большие фактические коэффициенты запаса, чем клёпанная. На основании испытаний было принято решение об использовании электросварки для изготовления промежуточных опор. Это был первый значительный отечественный опыт в использовании сварных опор на высоковольтных линиях. Анкерные, угловые и специальные опоры выполнялись клёпанными.

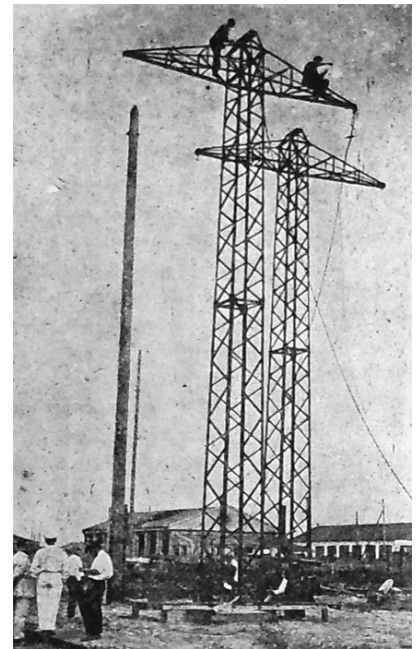


Рис. 8.8: опытные опоры ЛЭП 161 кВ

Принятые типы опор использовались с выпускающими зажимами при пролётах до 235 м на всём протяжении линии, кроме особо гололёдных участков. На линии ДГЭС — Донбасс был применён провод СА-150, в связи с чем конструкции анкерных опор были усилены.

Для сокращения начальной стоимости линии ДГЭС — Донбасс и ДГЭС — Каменское строились в две очереди. По мере выхода ГЭС на полную мощность строилась сначала одна цепь каждой линии, затем достраивалась вторая. При этом в первую очередь строились две двухпроводные линии, у которых три провода были рабочими, а четвёртый оставался резервным до момента постройки третьей линии и введения в строй второй цепи.

9. После ГОЭЛРО

Первые годы ГОЭЛРО, отмеченные интенсивным строительством ЛЭП разных классов напряжений с использованием самых разнообразных технических решений, были очень важны для накопления опыта проектирования и сооружения высоковольтных линий. В очень короткое время были освоены новые классы напряжений: 115 (110) и 220 кВ. Уже в 1931–32 году обсуждалось создание электропередач напряжением 400 и 500 кВ, рассматривались различные конструкции опор, делались попытки экстраполировать на новые условия опыт проектирования линий Днепростроя и Свири. Определённое внимание уделялось опорам из железобетона, но на тот момент связанные с их производством и установкой технические трудности всё ещё не позволяли широко их использовать, и до 60-х годов применение железобетона на высоковольтных линиях ограничивалось пасынками для деревянных опор.

К концу 1930-х годов на линиях 35 кВ уже применялись опоры сварной конструкции разных типов (в том числе сварной вариант опор «немецкого» типа с металлическим стволом и деревянными траверсами). На смену им были спроектированы унифицированные опоры сварной конструкции следующих марок (рис. 9.1): А-37Г — анкерная, П-37Г — промежуточная и У-37Г — угловая. Опоры были выполнены по схема «елка». Траверсы — швеллерные, плоской треугольной конструкции. По сравнению с предыдущими металлическими опорами для ЛЭП 35 кВ, была увеличена длина траверс и вертикальное расстояние между ними. Ствол состоял из двух сварных секций, соединяемых болтами. Опоры данного типа отличались простой конструкцией и сравнительно малой массой и применялись повсеместно до конца 1950-х годов. [24; 31]

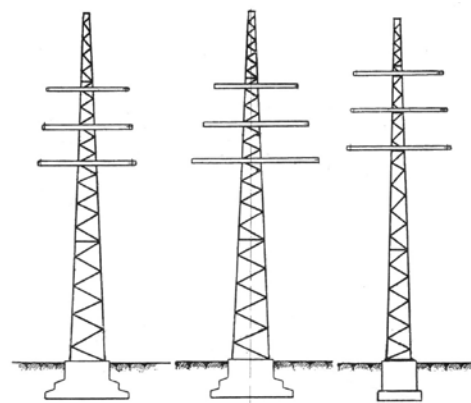


Рис. 9.1: АМ-37г, УМ-37г и ПМ-37г

В конце 40-х — начале 50-х существенно изменилось положение с работами по монтажу линий и устройству фундаментов. Многие монтажные операции были индустриализированы, перенесены с трассы на завод, что упростило строительные работы и повысило их качество. В 1950-х годах большое распространение стали получать изготовленные на заводе фундаменты и подпятники для металлических опор, таким образом была упрощена одна из самых сложных операций при прокладке ЛЭП. Первые такие фундаменты были разработаны ещё в 1930-е годы. Сильно облегчило работу появление в достаточном количестве специальной техники: тракторов, грузовиков, автокранов, автовышек и передвижных бурильных установок [30]. В 20–30-х годах из техники были в основном тракторы, и они применялись в основном для установки тяжёлых опор 115 и 220 кВ. От экипировочных пунктов, расположенных вблизи железных дорог и шоссе, до места окончательной сборки и установки секции и готовые опоры чаще всего развозили на лошадях. Установку опор 35 кВ, подъём гирлянд изоляторов и натяжение проводов линий 35–115 кВ также осуществляли чаще с помощью лошадей, а иногда и вручную простейшими средствами малой механизации. Если раньше для установки опор почти всегда использовали падающую стрелу, что требовало много места, то теперь лёгкие опоры 35–110 могли устанавливаться автокраном.

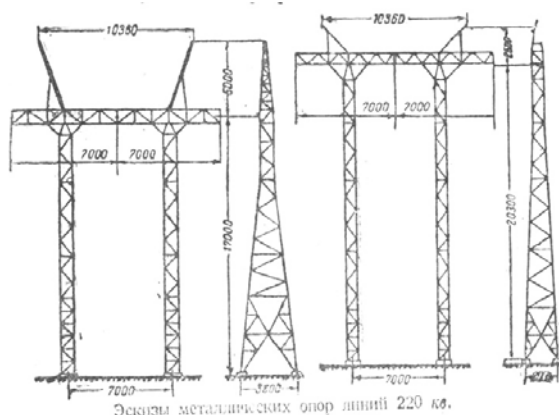


Рис. 9.2: анкерная и промежуточная опоры ЛЭП 220 кВ Рыбинская ГЭС - Москва

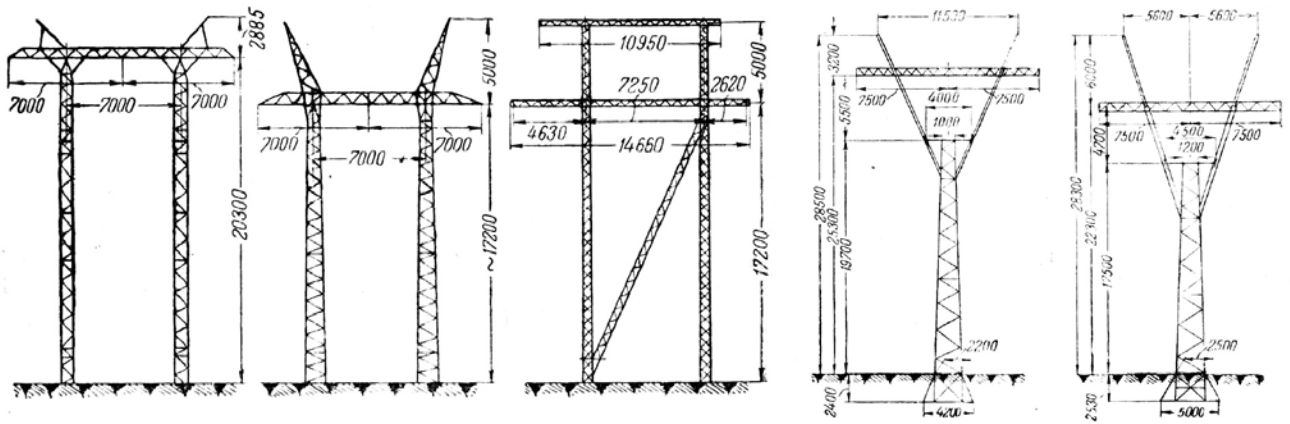


Рис. 9.3: промежуточная, анкерная и угловая опоры ЛЭП портального типа для ЛЭП 220 кВ

Рис. 9.4: промежуточная и анкерная опоры типа "Рюмка" для ЛЭП 220 кВ

Для активно строящихся линий 220 кВ к середине 1930-х годов был создан типовой проект одноцепных порталных опор, существенно отличавшихся от применённых на линиях ДГЭС и Свирь — Ленинград. Опоры порталного типа состояли из двух узких стоек прямоугольного сечения, на которых размещалась горизонтальная траверса (рис. 9.2, 9.3). Каждая стойка укреплялась на отдельный компактный фундамент. Выбранная конструкция позволяла сделать опоры более технологичными, транспортабельными и сократить по сравнению с широкобазными опорами «свирского» типа механические напряжения, возникающие из-за осадки фундаментов стоек. Секции порталных опор изготовлялись в заводских условиях при помощи электросварки. На трассе готовые секции соединялись заклёпками, а в более поздние годы — болтами. Существовали промежуточный, анкерный и угловой (на угол 30 и 60 градусов) вариант опоры. Портальные опоры этой серии применялись на линиях 220 кВ повсеместно и весьма продолжительное время — до конца 1950х годов. Среди них: ВЛ Сталиногорск (Новомосковск) — Москва (рис. 9.2), Рыбинск — Москва (рис. 9.3) и другие. Появились также типовые переходные опоры для линий 220 кВ высотой 35 и 70 метров. [29; 31]

С конца 40-х годов усилился отход от использования конструкций периода ГОЭЛРО. Появилось значительное разнообразие конструкций опор для разных климатических условий, созданных несколькими проектными институтами, лидером среди которых являлся институт «Теплоэлектропроект» (ТЭП).

С 1948 года широкое распространение стали получать опоры типа «рюмка» с горизонтальным расположением проводов и компактным фундаментом, отвечавшим требованиям того времени. Ранее опоры похожей конструкции получили широкое распространение во Франции. На линиях 220 кВ (рис. 9.4) они пришли на смену опорам порталного типа, а на линиях 35-110 кВ (рис. 9.5) — одноцепным деревянным опорам. Опоры типа рюмка совмещали в себе преимущества порталных и башенных конструкций: обеспечивали экономию

металла, удобный монтаж проводов и обслуживание. Стволы опор могли быть узкобазными, так и «смешанного типа». Опоры типа рюмка широко применялись при строительстве ЛЭП 35–220 кВ в 1950–60-х годах. Позже в ходе эксплуатации выявились недостатки конструкции траверс верхней секции и неудобства монтажа среднего провода, из-за чего использование таких опор сократилось (опоры типа «рюмка» в отдельных случаях применяются в России на ЛЭП 500 кВ, но по конструкции они существенно отличаются от тех, что применялись на ЛЭП напряжением до 220 кВ).

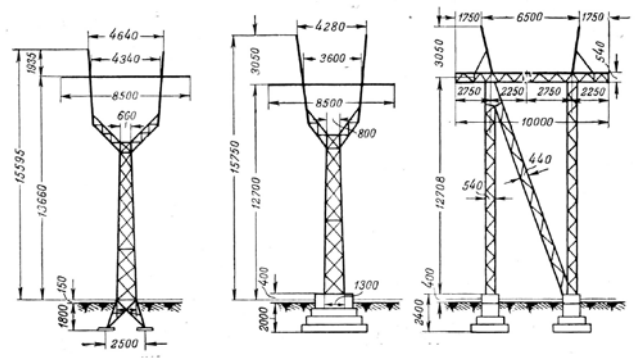


Рис. 9.5: промежуточная и анкерная опоры типа «рюмка» и угловая опора portalного типа для ЛЭП 35-110 кВ (проект 1948 года)

В 1948 году появилась новая серия башенных опор для линий 110 кВ, заменившая «шатурские»: опоры «крымского» типа (рис. 9.6) [26]. Опоры «крымского» типа вытеснили «шатурские» и получили очень широкое распространение на территории СССР, значительное число таких опор продолжает эксплуатироваться. Существовали двухцепной и одноцепной варианты опор крымского типа с траверсами плоской и пространственной конструкции.

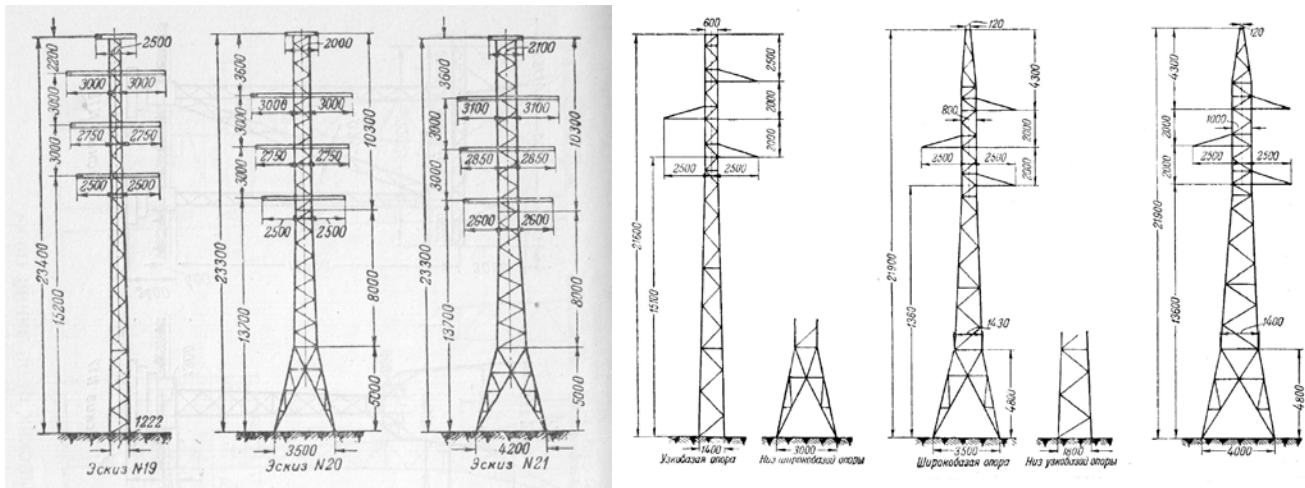


Рис. 9.6: опоры «крымского» типа

В 1958 году ТЭП разработал новый типовой проект – сварные опоры «ленинградского» типа. Опоры «крымского» и «ленинградского» типов продолжали устанавливаться до середины 1960-х годов, когда они были заменены в производстве более технологичными унифицированными опорами болтовой конструкции. Также в эти годы широкое распространение получили двухцепные опоры «дунайского» типа с треугольным расположением проводов.

Приоритетным направлением в во второй половине 50-х годов в СССР стало сооружение линии электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН) 400 и 500 кВ. Некоторые общие технические решения, применённые при проектировании этих линий, обсуждались ещё в конце 1920-х – начале 1930-х годов (Рис. 9.7) [16]. Промежуточные опоры этих линий были свободностоящими порталной конструкции. Анкерные опоры делались «козловыми», А-П-образной конструкции (рис. 9.8). [30; 31; 33]

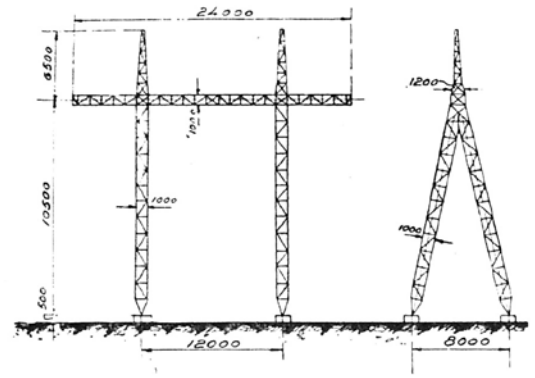


Рис. 9.7: эскиз опоры ЛЭП 400 кВ (начало 1930-х годов)

В то время, как за рубежом при строительстве ЛЭП СВН предпочтение часто отдавалось тяжёлым широкобазным опорам (часто двухцепным), в СССР инженеры старались сделать конструкцию опор как можно легче и транспортабельнее при сохранении требуемой прочности, а двухцепные опоры применялись редко. Позже на смену сложным в монтаже «козловым» опорам линий 500 кВ пришли трёхстоечные. Трёхстоечные анкерные и угловые опоры в настоящее время стали основными для ЛЭП СВН в России. В качестве промежуточных в 1960-х годах стали широко применять порталные опоры на оттяжках. Использование свободностоящих порталов свелось к случаям, когда установка опор на оттяжках невозможна из-за особенностей грунта. Позднее появились также промежуточные опоры на оттяжках типа «набла» с очень компактным фундаментом. Такие опоры применялись на линиях 500–750 кВ и на ЛЭП 1150 кВ, но основным типом промежуточных опор в России были и остаются порталные опоры на оттяжках.

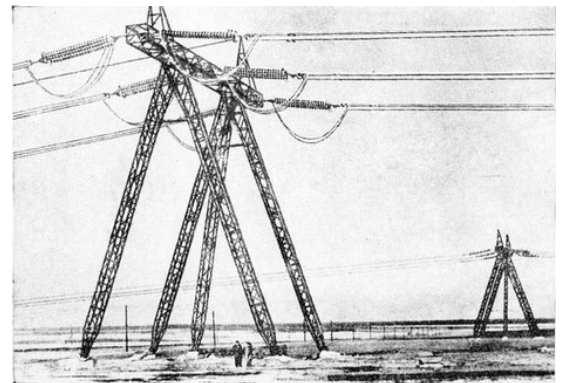


Рис. 9.8: анкерные опоры ЛЭП 500 кВ

В результате многолетнего развития, Россия в настоящий момент имеет уникальную и одну из лучших в мире энергосистему, от поддержания и развития которой зависит благосостояние нашей страны. Создание Единой Энергосистемы, и появление ЛЭП сверхвысокого напряжения, ставших её основной, стало возможно только благодаря огромному опыту, накопленному отечественными учёными, инженерами и техниками в ранний период развития отечественной энергетики, начиная с общества «Электропередача» и осуществления плана ГОЭЛРО.

Список использованных источников:

1. Глазунов А. А., Сиротский Л. И. Линии электропередачи 35 - 220 кВ. В кн.: Генеральный план электрификации СССР, материалы к всесоюзной конференции / под ред. Ломова Г. И. – М-Л.: Государственное социально-экономическое издательство. – 1932.
2. Писаревский Н. Г. (1878). Руководство к устройству воздушных телеграфных линий. – С.-Пб.: Телеграфный департамент.
3. Изоляторы электрические // Техническая Энциклопедия / Под. ред. Мартенса Л. К. – М.: Советская энциклопедия. – 1929. – Т. 8.
4. Смуров А. А. (1925). Электротехника высокого напряжения и передача электрической энергии. – Л.
5. Белин А. (1893). Основы устройства воздушных телеграфных и телефонных линий. – С.-Пб.
6. Линде И. В. (1920). Справочная книга для электротехников. - М.: Гиз.
7. Кох В. (1921). Электропередача высокого напряжения. – Берлин: издательство Бюро Иностранной Науки и Техники.
8. Развитие электропромышленности сильных токов 1922 – 1927. – М.: Промиздат. – 1927.
9. Электрические изоляторы / под ред. Костюкова Н. С. – М.: Энергоатомиздат. – 1984.
10. Кирпичников В. Д. Первая торфяная областная электростанция. // Тез. докл. Сопещаний по подмосковному углю и торфу, созванных в Москве на 20-22 ноября 1915 года Московским Уполномоченным Председателя Особого совещания по топливу [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.famhist.ru/famhist/klasjon/hydratorf.pdf> .
11. Классон Р. Э. Письмо Ответственного Руководителя Гидроторфа Р. Э. Классона в Главэлектро ВСНХ 20 августа 1923 [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.famhist.ru/famhist/klasjon/hydratorf.pdf> .
12. Дихт Н. Деревянные телеграфные столбы с металлическим основанием из старых рельсов // Сборник распоряжений по телеграфному ведомству. – С.-Пб.: Телеграфный департамент. – 1881. – июль. – №14.
13. Добл Р. (Robert McF. Doble). The Guanajuato, Mexico, Power Transmission. - III. // Electrical World and Engineer. – New York: McGraw Publishing Company. – 1904. – 20 авг.
14. Смуров А. А. (1932). Электротехника высокого напряжения и передача энергии. – М-Л.: ГЭИ. – Т. 1.
15. Бобровский Л. С. Передача энергии реки Свири в Ленинград. В кн.: Труды I

всесоюзной конференции по электропередаче больших мощностей на большие расстояния токами сверхвысоких напряжений. – М-Л.: ГЭИ. – 1932.

16. Виноградов Н. П. Опоры для линий электропередачи напряжением 400 кВ и выше. В кн.: Труды I всесоюзной конференции по электропередаче больших мощностей на большие расстояния токами сверхвысоких напряжений. – М-Л.: ГЭИ. – 1932.

17. Рябков А. Я. (1945). Электрические сети и линии электропередачи. – М-Л.: ГЭИ.

18. Franzke J., Heigl P. (2002). 100 Jahre JWH-Elektroarmaturen: J. Wilhelm Hofmann – Kötzschenbroda-Radebeul; RIBE-Elektroarmaturen – Schwabach; 1902 – 2002 [электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ribe.de/sites/default/files/RE_100_jahre_ribe.pdf .

19. Дуткин Г. С., Либерман А. Я. (1949). Сооружение и эксплуатация высоковольтных воздушных линий электропередачи. – М-Л.: ГЭИ.

20. Vibration damper: пат. 1675391 США / Стокбридж Дж. (Stockbridge G. H.). – заявл. 12.11.1925; опублик. 3.07.1928; приоритет 12.11.1925, № 68634 (США).

21. Торопов А. К. Выбор изоляции для Свирской 220 кВ линии передачи. В кн.: Труды I всесоюзной конференции по электропередаче больших мощностей на большие расстояния токами сверхвысоких напряжений. – М-Л.: ГЭИ. – 1932.

22. Статистические данные об электрических станциях земного шара, работающих с напряжением, превышающим 70.000 вольт // Электротехническое дело. – М.: Тринковский. – 1914. – №5.

23. Первая в Европе установка на 110.000 вольт // Электротехническое дело. – М.: Тринковский. – 1912. – №3.

24. Подстанции и сети высокого напряжения: электротехнический справочник / под ред. Хомякова М. В. – М-Л.: ГЭИ. – 1942.

25. Гульденбалк В. В. (1934). Сооружение линий электропередач высокого напряжения. – М-Л.: ГЭИ.

26. Е. В. Старостин. Шатурская стела [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.shaturyane.ru/stella-shatury.php> .

27. Электрические установки высокого напряжения, подстанции, сети и линии электропередач: электротехнический справочник / под ред. Хомякова М. В. – М-Л.: ГЭИ. – 1946.

28. Электротехника: рабочий техникум на дому. – Л.: Прибой. – 1928.

29. Сооружение и монтаж линий электропередач напряжением 6, 35, 110 и 220 кВ и кабельных линий напряжением 1-110 кВ / Справочник норм времени и расхода материалов на электромонтажные работы. - М-Л.: ГЭИ. - 1940.

30. Гульденбалък В. В. (1954). Сооружение линий электропередачи 35-220 кВ. – М-Л.: ГЭИ.

31. Электрические установки высокого напряжения, подстанции, сети и линии электропередач: электротехнический справочник / под ред. Хомякова М. В. – М-Л.: ГЭИ. – 1950.

32. Kraftledningen Untra–Värtan [электронный ресурс]. – режим доступа: https://sv.wikipedia.org/wiki/Kraftledningen_Untra%E2%80%93V%C3%A4rtan.

33. Справочник по электрическим сетям высокого напряжения / под ред. Хомякова М. В. и Баумштейна И. А. – М-Л.: ГЭИ. – 1962.